



National Energy
Board

Office national
de l'énergie

ANNUAL REPORT

RAPPORT ANNUEL

TO PARLIAMENT

AU PARLEMENT

2012
Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2012
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2012
ISSN 1498-8496

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2012
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2012
ISSN 1498-8496

Demandes d'exemplaires :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée).

Internet : www.one-neb.gc.ca

Imprimé au Canada





2	Strategic Plan Plan stratégique
4	Chair's Message Message du président
9	Our Roles And Responsibilities Rôle et attributions
15	Safety, Security and the Environment Sécurité, sûreté et protection de l'environnement
27	The Public Interest L'intérêt public
32	Energy Infrastructure - Today and Tomorrow L'infrastructure énergétique : aujourd'hui et demain
44	Energy Markets in 2012 Les marchés de l'énergie en 2012
50	NEB People and Culture Les gens et la culture de l'ONÉ
53	A Wealth of Experience Une mine d'expérience
58	Appendices Annexes

Purpose

We regulate pipelines, energy development and trade in the Canadian public interest¹.

Vision

The NEB is active and effective in Canada's pursuit of a sustainable energy future.

Goals

- NEB-regulated facilities and activities are safe and secure.
- The environment is protected throughout the lifecycle of NEB-regulated facilities and activities.
- Canadians benefit from efficient energy infrastructure and markets.
- The rights and interests of those affected by NEB-regulated facilities and activities are respected.

Values

Integrity: We are fair, transparent, and respectful.

Regulatory Leadership: We are responsive, proactive and innovative.

Accountability: We are accountable and support each other to deliver timely, high quality results.

Strategies

- We engage Canadians.
- We hold those we regulate accountable for results in the public interest.

¹ The public interest is inclusive of all Canadians and refers to a balance of economic, environmental and social considerations that changes as society's values and preferences evolve over time.



Raison d'être

Réglementer, dans l'intérêt public canadien¹, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie.

Vision

L'Office participe de façon active et efficace à la poursuite de la viabilité de l'avenir énergétique au Canada.

Buts

- Les installations et activités réglementées par l'Office sont sûres et sécuritaires.
- L'environnement est protégé pendant tout le cycle de vie des installations et activités réglementées par l'Office.
- La population canadienne profite d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficaces.
- Les droits ainsi que les intérêts des personnes touchées par les installations et activités réglementées par l'Office sont respectés.

Valeurs

Intégrité : Être juste, transparent et respectueux.

Leadership en matière de réglementation : Être souple, proactif et innovateur.

Responsabilité : Être conscient de ses responsabilités et s'appuyer mutuellement pour la production opportune de résultats de qualité.

Stratégies

- Favoriser la participation de la population canadienne.
- Tenir les parties réglementées responsables du respect de l'intérêt public.

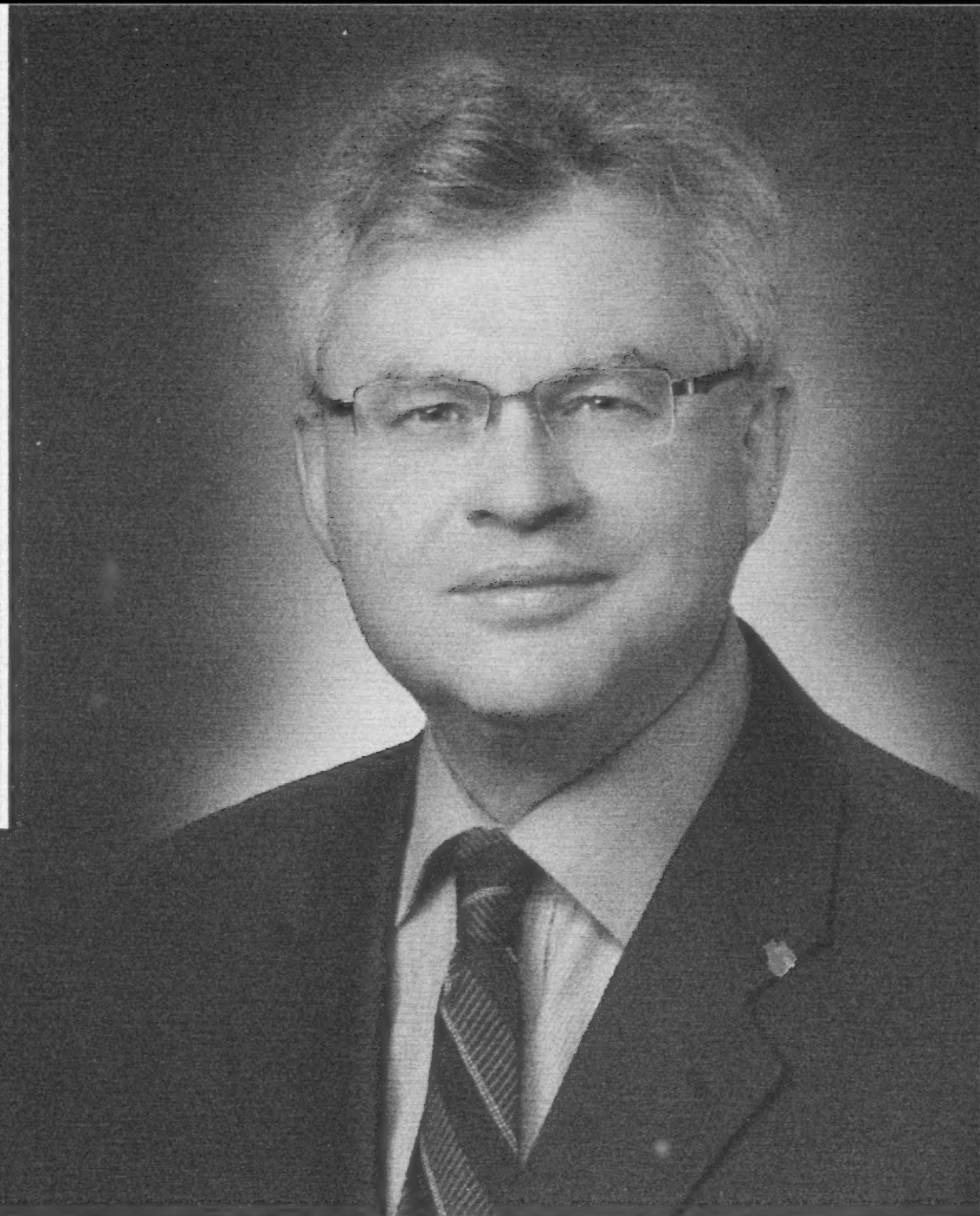
¹ L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

Chair's Message

Keeping the public safe, protecting the environment, promoting economic efficiency and having meaningful conversations with Canadians: all great reasons to come to work every day. As Canada's national energy regulator, these have always been priorities.

Message du président

Assurer la sécurité du public, protéger l'environnement, favoriser l'efficacité économique et maintenir un dialogue sérieux avec les Canadiens et Canadiennes. Quelles meilleures raisons pourrait-on avoir de se présenter au travail jour après jour? Ces raisons sont aussi - et ont toujours été - les priorités de l'Office national de l'énergie à titre d'organisme de réglementation du secteur énergétique au Canada.



We take every opportunity to verify that the pipelines we regulate are operating safely. We require all pipeline companies to anticipate, prevent, manage and mitigate potentially dangerous conditions associated with their pipelines. All incidents are preventable and we expect the companies we regulate to strive for zero. Equally important is the commitment to maintain an open channel of dialogue with you as Canadians. We will continue to listen to your priorities so that we may evolve in a way that matches your expectations.

The year 2012 marked one of change for the NEB. The passing of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* included some of the most significant changes to the NEB Act since its implementation in 1959. Since July, the Board has been working hard to implement these legislated changes. This work will support the NEB's pursuit of continual improvement in serving Canadians.

Under the new legislation, we must now set time limits for regulatory reviews and make sure that these time limits are met. This provides the public with enhanced certainty around regulatory proceedings and NEB project reviews. The Board has also been equipped with new compliance enforcement tools in the form of administrative monetary penalties (AMPs). AMPs will enable us to impose financial penalties on companies or individuals for non-compliances related to safety and the environment. Further, the Board received additional funds to continually improve pipeline safety. With these funds, the NEB is increasing inspection activities by fifty per cent and are doubling comprehensive audits. You will see more information on these and other regulatory changes throughout this report as well as how these tools better equip the NEB to protect Canadians and the environment.

The NEB administers oil and gas exploration and production activities in Canada's North. In the Arctic Review Report released in 2011, we made a commitment to the people of the North to continue the meaningful dialogue we had with them during the Arctic Review. We are delivering on this commitment. We have expanded Arctic activities this past year through engagement with northern communities, youth, governments, other regulatory bodies, and land claim institutions. As part of this commitment, we signed Memoranda of Understanding with two Nunavut Boards and two Inuvialuit Boards that will promote regulatory collaboration in the North.

L'Office profite de toutes les occasions qui s'offrent à lui pour vérifier si les pipelines de son ressort sont exploités de façon sécuritaire. Il exige notamment des sociétés pipelinières qu'elles prévoient, préviennent, gèrent et atténuent les conditions potentiellement dangereuses mettant en cause leurs pipelines. Tous les incidents peuvent être évités, et l'Office s'attend à ce que les sociétés qu'il réglemente aient comme objectif zéro incident. Parallèlement à cette mission, l'Office considère comme tout aussi important son attachement à entretenir un dialogue ouvert avec la population canadienne. Aussi reste-t-il à l'écoute de ses priorités afin de demeurer au diapason de ses attentes en constante évolution.

L'année 2012 a été une année de changements à l'Office. L'adoption de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* a amené certaines des modifications les plus importantes apportées à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* depuis sa création en 1959. Depuis juillet, l'Office s'affaire à mettre en œuvre ces changements législatifs. Ces efforts viendront appuyer l'Office dans sa quête incessante d'amélioration pour mieux servir les Canadiens et Canadiennes.

Au nombre des changements, l'Office doit désormais fixer des délais précis pour ses examens au titre de la réglementation et veiller à ce que ces délais soient respectés. Cette exigence procure au public une plus grande certitude relativement aux instances réglementaires et aux examens des projets que fait l'Office. En outre, grâce au nouvel outil de conformité et d'exécution dont il dispose, les sanctions administratives pécuniaires (SAP), l'Office pourra imposer des pénalités financières aux sociétés et aux particuliers qui contreviennent à la réglementation sur la sécurité et l'environnement. De plus, l'Office a reçu des fonds supplémentaires pour l'aider à sans cesse renforcer la sécurité des pipelines. Grâce à ces sommes, il augmente de 50 % le nombre de ses inspections et double celui de ses audits exhaustifs. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur ces sujets et les autres changements réglementaires dans le présent rapport. On y explique également comment ces outils l'aideront à mieux protéger la population canadienne et l'environnement.

Le mandat de l'Office consiste aussi à administrer l'exploration et la production de pétrole et de gaz dans le Nord canadien. Dans le rapport qu'il a publié en 2011 au terme de sa Revue du dossier Arctique, l'Office a pris l'engagement envers les populations du Nord de poursuivre le dialogue sérieux établi avec elles durant son examen. L'Office est fidèle à sa parole. Au cours de la dernière année, il a accru sa présence dans cette région en participant à des activités avec les communautés, les jeunes, les gouvernements, les organismes de réglementation et les organismes issus des revendications territoriales du Nord. Cet engagement a aussi conduit à la signature de protocoles d'entente avec deux offices du Nunavut et deux offices inuvialuit, qui permettront une meilleure collaboration en matière de réglementation.

I am particularly proud of our visits to high schools and colleges in the North. As future leaders, young people have a unique perspective that we believe needs to be listened to, now. We have encouraged them to speak up, and to express their concerns and points of view on the energy matters we deal with in the North.

This year the NEB was again recognized as one of Canada's Top 100 Employers (for the third year in a row and the fourth time). I am incredibly proud of this recognition, but for me it is not just about us as an employer – we are a “Top 100 Team”. This organization is fortunate enough to be made up of truly remarkable staff and Board Members doing amazing work. We were also named as a top Family Friendly Employer in Canada. Supporting families is key to the success of any organization and we are honored to have received this designation.

Looking forward to 2013, I am confident the National Energy Board will continue to be a strong regulator of Canada's energy sector. That is our job. The companies we regulate must perceive compliance monitoring and enforcement to be unrelenting and ever present. A regulator must never be satisfied that it has done all it can to protect people and the environment. All the Board Members and approximately 400 staff at the NEB take this responsibility very seriously. We remain committed to regulating in the public interest and listening to the evolving priorities of Canadians whom we serve.

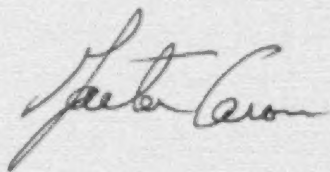
Gaétan Caron
Chair and CEO

Je suis particulièrement fier des visites que nous avons faites dans des écoles secondaires et des collèges du Grand Nord. Les jeunes gens que nous avons rencontrés sont les leaders de demain, et ils ont une perspective unique que nous avons le devoir d'écouter aujourd'hui. Nous leur avons donné la parole afin qu'ils puissent exprimer leurs inquiétudes et faire valoir leurs opinions sur les questions liées à l'énergie dans le Nord qui sont du ressort de l'Office.

Cette année encore, pour la troisième année de suite et la quatrième année en tout, l'Office a été choisi parmi les 100 meilleurs employeurs au Canada. J'en suis extrêmement fier, évidemment, mais cela ne s'adresse pas seulement à nous en tant qu'employeur – nous formons l'une des « 100 meilleures équipes » au pays. L'Office est chanceux de compter sur un personnel et des membres d'un aussi haut calibre qui accomplissent un travail incroyable. Il a aussi été choisi parmi les employeurs au Canada offrant l'un des milieux de travail les plus favorables à la famille. Le soutien à la famille constitue la clé de la réussite pour toute organisation, et nous sommes honorés de recevoir cette distinction.

À l'orée de 2013, je suis persuadé que l'Office national de l'énergie demeurera un organisme de réglementation solide du secteur énergétique au Canada, car c'est notre mission. Pour les sociétés qu'il réglemente, la surveillance de la conformité et l'application des lois et des règlements doivent être perçues comme incessantes et toujours présentes. Un organisme de réglementation ne peut jamais affirmer qu'il a désormais fait tout ce qu'il pouvait pour protéger les personnes et l'environnement. Tous les membres de l'Office et ses effectifs d'environ 400 personnes ont cette responsabilité à cœur. La volonté de réglementer l'industrie dans l'intérêt public et de demeurer à l'écoute des priorités en évolution constante des Canadiens et Canadiennes que nous servons reste inébranlable.

Le président et premier dirigeant,
Gaétan Caron



Major Pipeline Systems and Frontier Activities Regulated by the National Energy Board

- Geophysical Programs Undertaken in 2012 (4)
- Wells Drilled and Re-entered in 2012 (11)



Mer de Beaufort

Baie de Baffin

National Energy Board



Office national de l'énergie

Principaux réseaux pipeliniers et activités dans les régions pionnières réglementés par l'Office national de l'énergie

■ Programmes géophysiques entrepris en 2012 (4)

○ Puits forés et réactivés en 2012 (11)

Iqaluit

Mer du Labrador

Baie d'Hudson

LABRADOR

TERRE-NEUVE

St. John's

QUÉBEC

I.L.E. DU PRINCE-ÉDOUARD

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. ExxonMobil Canada Properties

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Encana Corporation

Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.

Pipe-Lines Montréal Ltée

Pipelines Trans-Nord Inc.

Pipelines Enbridge Inc.

Dome NGL Pipeline Ltd.

Kinder Morgan Cochin ULC

TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

Regina

Winnipeg

Pipelines Enbridge Inc.

Enbridge Southern Lights GP Inc. pour le compte d'Enbridge Southern Lights LP

SASKATCHEWAN

MANITOBA

Edmonton

Calgary

COLOMBIE-BRITANNIQUE

Alliance Pipeline Ltd.

Spectra Energy Transmission

Whitehorse

TERRITOIRES DU NORD-OUEST

Enbridge Pipelines (NW) Inc.

Yellowknife

YUKON

Trans Mountain Pipeline ULC

Victoria

Vancouver

Océan Pacifique



Our Role & Responsibilities

The National Energy Board (NEB or Board) is an independent federal regulator established in 1959. Our mandate is to promote safety and security, environmental protection and economic efficiency in the Canadian public interest, in the regulation of pipelines, energy development and trade. The Board reports to Parliament through the Minister of Natural Resources.

Rôle et attributions

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme de réglementation fédéral indépendant qui a été créé en 1959. Son mandat est de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles.

The Board is funded by Parliament through the *Appropriations Act*, with approximately 90 per cent of its costs recovered by the Federal government from the companies whose energy facilities are regulated by the Board. Financial statements for cost recovery purposes are prepared annually and audited by the Office of the Auditor General. The audited financial statements for cost recovery purposes can be found on our website.

In addition to the Cost Recovery Financial Statements, which are prepared on a calendar year basis, the NEB prepares financial statements that form part of the Public Accounts of Canada. Additional information on the NEB's budgets and plans may be found on our website. Table 1 provides an overview of NEB financial and human resources.

In 2012, we regulated approximately 98 companies, which operate approximately 73,000 kilometres of pipelines and approximately 1,400 kilometres of international power lines across Canada. These pipelines shipped approximately \$106.3 billion³ worth of crude oil, petroleum products, natural gas liquids and natural gas to Canadian and export customers at an estimated transportation cost of \$6.9 billion. NEB-regulated international power lines transmitted approximately \$2.2 billion of electricity into and out of Canada.

Table 1 — NEB Expenditures and Staff (by fiscal year)²

Fiscal Year (1 April to 31 March)	Expenditures (Million \$)	Staff (Full-Time Equivalents)
2010-2011	58.8	374
2011-2012	64.4	393
2012-2013	68.4	401

² 2012-2013 are estimated amounts.

³ This value is derived from annual throughputs and the weighted average yearly commodity price.

Le financement des activités de l'Office provient du Parlement aux termes de la *Loi de crédits*, et le gouvernement fédéral recouvre environ 90 % de ces frais auprès des sociétés dont l'Office réglemente les installations énergétiques. Les états financiers relatifs au recouvrement de ses frais sont préparés et vérifiés tous les ans par le Bureau du vérificateur général. Ces états financiers vérifiés peuvent être consultés dans le site Web de l'Office.

Outre les états financiers relatifs au recouvrement des frais produits pour l'année civile, l'Office dresse des états financiers qui sont intégrés aux Comptes publics du Canada. Le lecteur trouvera d'autres renseignements sur les budgets et les plans de l'Office dans son site Web. Le tableau 1 donne un aperçu des ressources financières et humaines de l'Office.

En 2012, quelque 98 sociétés, comptant pour environ 73 000 kilomètres de pipelines et 1 400 kilomètres de lignes internationales de transport d'électricité au Canada, étaient soumises à la réglementation de l'Office. Ces pipelines ont transporté vers des clients canadiens et d'exportation du pétrole brut, des produits pétroliers, des liquides de gaz naturel (LGN) et du gaz naturel d'une valeur approximative de 106,3 milliards de dollars³. On estime à 6,9 milliards de dollars les coûts de transport de tous ces produits. Les lignes internationales de transport d'électricité relevant de l'Office ont transporté de l'électricité aux fins d'importation ou d'exportation pour une valeur estimée à 2,2 milliards de dollars au cours de l'année.

Tableau 1 — Dépenses et personnel de l'Office (par exercice)²

Exercice (du 1 ^{er} avril au 31 mars)	Dépenses (en millions de dollars)	Personnel (équivalents temps plein)
2010-2011	58,8	374
2011-2012	64,4	393
2012-2013	68,4	401

² Les données pour 2012-2013 sont estimatives.

³ Chiffre fondé sur les débits annuels et la moyenne annuelle pondérée des prix des produits.

The main responsibilities of the NEB are established in the *National Energy Board Act* (NEB Act) and include regulating:

- The construction and operation of pipelines that cross international borders or provincial boundaries, as well as pipeline tolls and tariffs;
- The construction and operation of international power lines and designated inter-provincial power lines; and,
- Natural gas imports and exports, and crude oil, natural gas liquids (NGL) and electricity exports.

Additionally, the Board has regulatory responsibilities for oil and gas exploration and activities on frontier lands not otherwise regulated under joint federal/provincial accords. These regulatory responsibilities are under the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGO Act), and certain provisions of the *Canada Petroleum Resources Act* (CPR Act). These responsibilities apply to West Coast offshore, Northwest Territories, Nunavut, Arctic offshore, Hudson Bay, part of the Gulf of St. Lawrence, a portion of the Bay of Fundy and onshore Sable Island. The Board also has regulatory responsibilities under specific sections in the *Northern Pipeline Act*.

The NEB has environmental responsibilities under the NEB Act, *Canadian Environmental Assessment Act, 2012* (CEAA 2012) and the *Mackenzie Valley Resource Management Act* (MVRMA). In addition, certain Board inspectors are appointed Health and Safety Officers by the Minister of Labour to administer Part II of the *Canada Labour Code* as it applies to facilities and activities regulated by the Board.

The Board also monitors aspects of energy supply, demand, production, development and trade that fall within the jurisdiction of the federal government (see *Energy Markets in 2012*).

More information on the background and operations of the NEB can be found on the Board's website, www.neb-one.gc.ca.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) définit les principales attributions de l'Office, qui consistent à réglementer :

- la construction et l'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales, de même que les droits et tarifs de transport s'y rattachant;
- la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées de ressort fédéral;
- les importations et exportations de gaz naturel ainsi que les exportations de pétrole brut, de LGN et d'électricité.

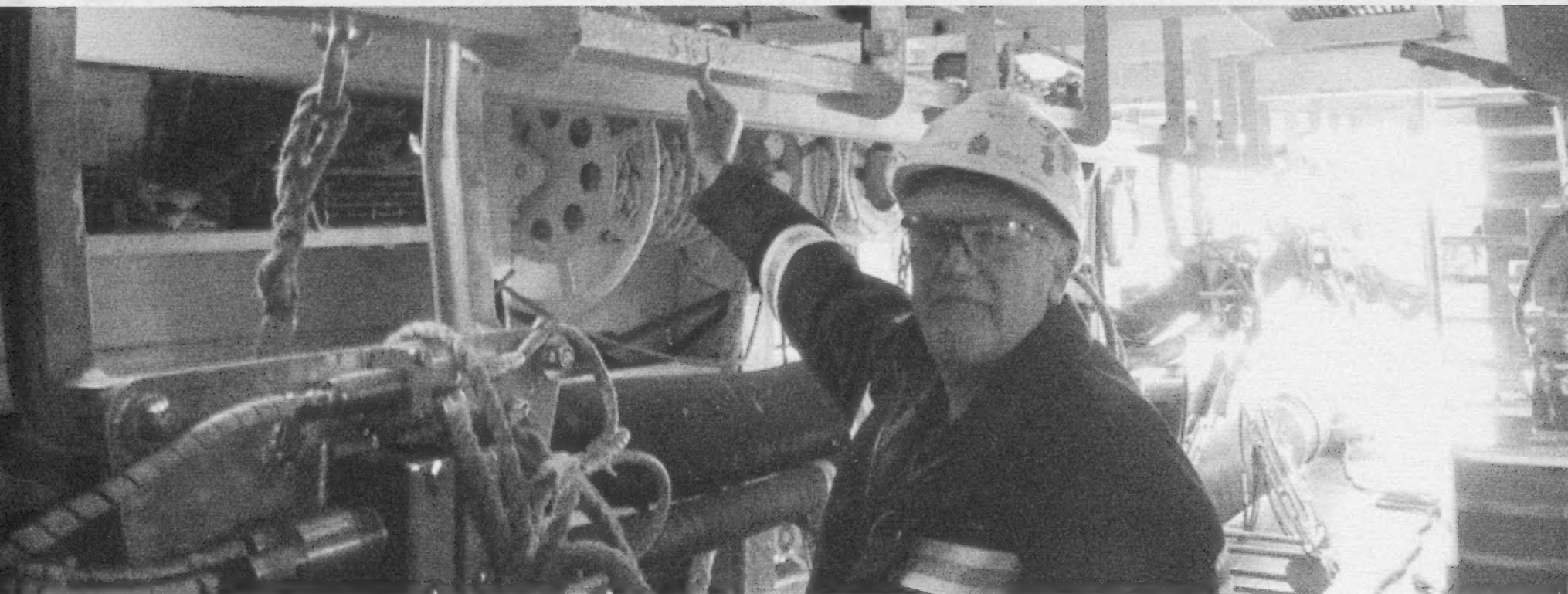
L'Office assume aussi des responsabilités en ce qui a trait à l'exploration de pétrole et de gaz et aux activités qui se déroulent sur les terres domaniales qui ne sont pas, par ailleurs, assujetties à des accords fédéraux-provinciaux. Les responsabilités de l'Office en matière de réglementation lui sont conférées par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et des articles précis de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH). La compétence de l'Office s'étend aux régions suivantes : la zone extracôtière de la côte Ouest, les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut, la zone extracôtière de l'Arctique, la baie d'Hudson, une partie du golfe du Saint-Laurent, une partie de la baie de Fundy et l'île de Sable. L'Office a également des attributions en matière de réglementation en vertu de certains articles de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

En ce qui a trait à l'environnement, la compétence de l'Office lui provient de sa loi constitutive ainsi que de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012) [LCÉE (2012)] et la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* (LGRVM). Par ailleurs, le ministre du Travail nomme certains inspecteurs de l'Office comme agents de santé et de sécurité afin d'assurer le respect de la partie II du *Code canadien du travail* pour ce qui touche les installations et les activités réglementées par l'Office.

Celui-ci surveille également tous les aspects liés à l'offre et à la demande, à la production, à la mise en valeur et au commerce des ressources énergétiques qui relèvent du gouvernement fédéral (voir *Les marchés de l'énergie en 2012*).

Le lecteur trouvera d'autres renseignements sur l'Office et ses activités dans son site Web, à l'adresse www.one-neb.gc.ca.

Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act — Changes to NEB Legislation
Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable — Modifications à la Loi sur l'ONÉ



In the summer of 2012, the Government of Canada made significant legislative changes to the NEB Act. This was one of the most significant amendments to the NEB Act since it was introduced in 1959.

The *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* received Royal Assent on 29 June 2012, with portions of the Act coming into force on 6 July 2012. The Act includes legislative changes to a number of Acts, including the NEB Act and CEAA 2012. The intent of this legislation is to support job creation and economic growth while maintaining strong environmental protection.

À l'été 2012, le gouvernement du Canada a apporté des changements importants à la Loi sur l'ONÉ. Ces modifications comptent parmi les plus marquantes depuis l'adoption de celle-ci en 1959.

La Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable a reçu la sanction royale le 29 juin 2012. Certaines de ses parties sont entrées en vigueur le 6 juillet 2012. Elle modifie de nombreuses autres lois, dont la Loi sur l'ONÉ et la LCÉE (2012). La nouvelle loi a pour but de favoriser la création d'emplois et la croissance économique, tout en assurant une solide protection de l'environnement.

Key changes to the NEB Act that came into effect in July 2012 include:

- A fixed beginning-to-end time limit of 18 months for most NEB project hearings. From receipt of a complete application, the NEB will have 15 months to complete the project assessment. For applications requiring a certificate, from this point the Governor in Council (GiC) will have three months to make a decision;
- The GiC will make the decision to approve or deny all major pipeline projects. The NEB's report on a project will include conditions to be attached to any certificate issued. The Board makes the final decision as to what its recommendation will be, and what terms and conditions would apply;
- The Chair of the NEB will set time limits for specific project reviews within the maximum 15 month time limit. The Act provides the Chair with a variety of tools to make sure time limits are met and applications are dealt with in a timely manner;
- For projects designated under CEAA 2012 the NEB will conduct an environmental assessment pursuant to that Act. For projects not designated under CEAA 2012, the NEB will continue to conduct an environmental assessment as a part of its public interest mandate under the NEB Act;
- Factors that the Board may consider when reviewing export licences for natural gas and oil have been changed. The requirement to hold a hearing for gas export licences has also been removed;
- Section 112 of the NEB Act now includes the option of pursuing criminal prosecution for unauthorized activity on NEB-regulated pipeline rights of way;
- For major projects, the NEB must hear concerns from those persons or groups who are directly affected by the project. The Board may also hear from those who have relevant information or expertise about the project; and,
- The NEB Act previously restricted the number of temporary Board Members to six. The amended NEB Act does not have this restriction. This increased flexibility means that more temporary Members may be appointed, allowing the Board to be more effective and responsive to workload pressures and time limits for reviews.

Voici les principaux changements apportés à la Loi sur l'ONÉ qui ont pris effet en juillet 2012:

- La loi fixe à 18 mois le délai accordé pour que l'Office étudie un projet. À partir du moment où il reçoit une demande jugée complète, l'Office dispose de 15 mois pour examiner un projet. Si une demande nécessite la délivrance d'un certificat, le gouverneur en conseil dispose de trois mois à partir de ce moment pour rendre sa décision.
- Le gouverneur en conseil rend la décision quant à l'autorisation ou au rejet de tous les grands projets de pipelines. Le rapport préparé par l'Office sur un projet donné renfermera les conditions à rattacher à tout certificat lors de sa délivrance. L'ultime décision concernant la recommandation d'autoriser ou non un projet et les conditions à imposer relève de l'Office.
- Le président de l'Office fixera les délais pour l'examen d'un projet en particulier, qui ne pourra pas dépasser 15 mois. La nouvelle loi procure au président toute une série d'outils pour veiller au respect des délais et au traitement des demandes en temps opportun.
- Pour les projets désignés en vertu de la LCÉE (2012), l'Office réalisera une évaluation environnementale en conformité avec cette loi. Pour les autres projets, il continuera de mener ces évaluations dans le cadre du mandat qui lui a été conféré par la Loi sur l'ONÉ en ce qui a trait à l'intérêt public.
- Les éléments que l'Office peut prendre en considération dans l'examen d'une demande de permis d'exportation de gaz naturel et de pétrole ont aussi changé. Et, l'exigence de tenir une audience pour l'exportation de gaz a été éliminée.
- En vertu de l'article 112 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office peut désormais poursuivre au criminel les auteurs d'activités non autorisées sur les emprises de pipelines de sa compétence.
- Pour ce qui est des grands projets, l'Office doit écouter les préoccupations des personnes ou des groupes directement touchés par ces projets. Il peut aussi faire témoigner des personnes ou groupes qui possèdent des renseignements utiles ou des connaissances spécialisées sur le projet à l'étude.
- Enfin, la limite de six membres temporaires que renfermait la Loi sur l'ONÉ n'existe plus. Cela donnera à l'Office davantage de souplesse pour nommer plus de membres temporaires, qui le rendront plus efficace et mieux équipé pour soutenir la charge de travail accrue et respecter les délais fixés afin de mener ses examens.

Changes to the NEB Act expected to come into effect in July 2013 include:

- Authorization for the Board to establish a system of administrative monetary penalties (AMPs); and,
- Requirement for the Board to consider the effects of pipeline and power line crossings of navigable waters; such works will not require separate authorizations under the *Navigable Waters Protection Act*.

Some of the key areas identified above will be highlighted with more detail throughout this report.

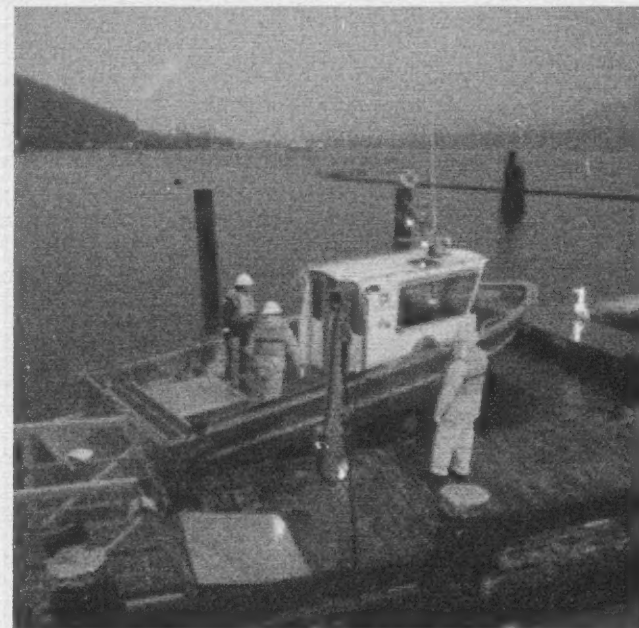
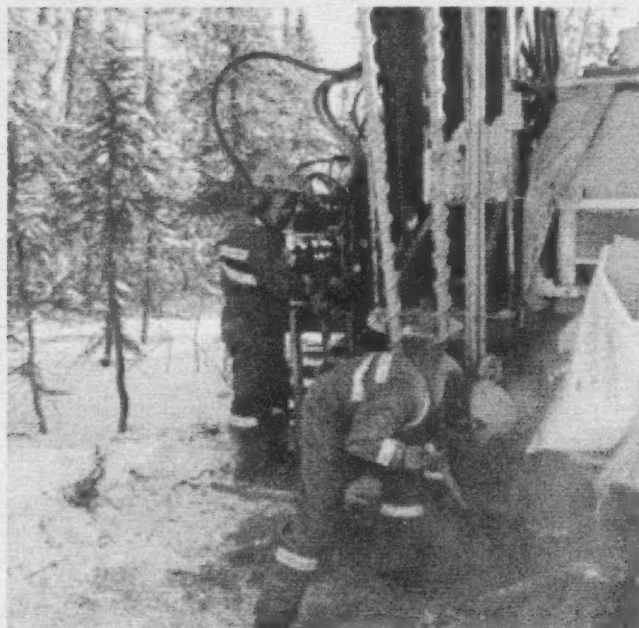
The NEB will continue to conduct proceedings in an open, fair and impartial manner. The Board will also continue to conduct an independent, fair and accessible environmental assessment and regulatory review process for all pipeline projects. For major pipeline projects we will recommend whether or not the GiC should approve or deny a project, as well as terms and conditions in the public interest.

Voici les changements à la Loi sur l'ONÉ devant entrer en vigueur en 2013 :

- L'Office est autorisé à mettre sur pied un système de sanctions administratives pécuniaires.
- L'Office devra prendre en considération les effets associés au franchissement de cours d'eau navigables par les pipelines et les lignes de transport d'électricité, et ces ouvrages ne nécessiteront pas d'autorisations distinctes en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*.

Certains éléments clés mentionnés ci-dessus seront traités plus en détail ailleurs dans le présent rapport

Les instances de l'Office continueront d'être dirigées de façon ouverte, équitable et impartiale. En outre, l'Office continuera de mener des évaluations environnementales indépendantes, équitables et accessibles dans le cadre de son processus d'examen prévu au titre de la réglementation pour tous les projets pipeliniers. Dans le cas des projets pipeliniers d'envergure, l'Office recommandera au gouverneur en conseil d'autoriser ou de rejeter un projet donné et formulera les conditions à assortir à un projet dans l'intérêt public.





Safety, Security and Environmental Protection

The safety of Canadians and protection of the environment in the construction, operation and abandonment of pipeline facilities regulated by the NEB are the Board's top priorities, and have been a part of our mandate since 1959. We hold those we regulate accountable so that the safety of Canadians and the environment is protected.

Sécurité, sûreté et protection de l'environnement

La sécurité des Canadiens et Canadiennes et la protection de l'environnement durant la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations pipelinières réglementées par l'Office constituent les priorités absolues de l'Office et font partie de son mandat depuis 1959. En outre, il tient les sociétés qu'il réglemente responsables de veiller à la sécurité de la population canadienne et à la protection de l'environnement.

In 2011, the NEB created an Action Plan on Safety and Environmental Protection to improve outcomes in four strategic areas of safety and environmental protection. The four areas are:

Worker Safety

Proactive safety management and a culture of safety are values for industry

Integrity of Installations

Prevention of spills and releases is the focus of industry systems

En 2011, l'Office a créé un plan d'action en matière de sécurité et de protection de l'environnement afin d'améliorer les résultats dans quatre domaines stratégiques liés à la sécurité et à la protection de l'environnement, soit :

Sécurité des travailleurs

Gestion proactive de la sécurité et culture de sécurité doivent faire partie des valeurs de l'industrie

Intégrité des installations

Prévention des déversements et fuites constituent le point central des systèmes de l'industrie

Safety and Environmental Protection Outcomes Résultats en sécurité et et protection de l'environnement

Damage Prevention

Industry promotes awareness of safe work practices near pipelines and creates the conditions for the NEB to hold people accountable

Emergency Preparedness and Response

Systems are in place to minimize risk to people and the environment in the event of an emergency

Prévention des dommages

Sensibilisation par l'industrie à des pratiques de travail sécuritaires autour des pipelines et création de conditions pour que l'Office tienne les personnes responsables

Protection civile et intervention

Systèmes en place afin de réduire au minimum les risques pour les personnes et l'environnement en cas d'urgence

The key actions completed in 2012 with respect to the Action Plan were:

- Release of a plan for regulatory improvement for prevention of damage to pipelines by third parties; and,
- Release of guidance on compliance and enforcement for damage prevention.

As a result of the Action Plan, information about enforcement actions is readily available to Canadians. The NEB's approach to reports of unauthorized crossings near or over pipelines is available on our website along with safety and environmental protection enforcement actions taken. Further information regarding AMPs is discussed later in this chapter.

Les principales mesures prises à l'égard de ce plan d'action en 2012 sont les suivantes :

- diffusion d'un plan visant à améliorer la réglementation relativement à la prévention des dommages aux pipelines causés par des tiers;
- diffusion de directives en matière de conformité et d'exécution pour la prévention des dommages.

L'un des bienfaits du plan d'action a été de rendre l'information relative aux mesures d'exécution facilement accessible aux Canadiens et Canadiennes. Le site Web de l'Office renferme aussi des renseignements sur la démarche adoptée par l'Office à l'égard des signalements de croisements non autorisés au-dessus ou à proximité des pipelines, ainsi que les mesures d'exécution prises relativement à la sécurité et à la protection de l'environnement. De plus amples renseignements concernant les sanctions administratives pécuniaires sont fournis plus loin dans le présent chapitre.

Reportable Incidents

The *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99) define incident or release of product as an occurrence that results in:

- the death of or serious injury to a person;
- a significant adverse effect on the environment;
- an unintended fire or explosion;
- an unintended or uncontained release of low vapour pressure hydrocarbons in excess of 1.5 m³;
- an unintended or uncontrolled release of gas or high vapour pressure hydrocarbons; or,
- the operation of a pipeline beyond its design limits as determined under Canadian Standards Association (CSA) Z662 or CSA Z276 or any operating limits imposed by the Board.

Compulsory incident reporting under the OPR-99 alerts the NEB of environmental and safety incidents and is used to provide compliance oversight. This information is also supplemented by the voluntary reporting initiative for safety and environmental performance indicators captured in the report issued by the NEB in December 2011, *Focus on Safety and the Environment: A Comparative Analysis of Pipeline Performance, 2000-2009*. The next such report is expected to be issued in 2013. Injury frequencies, incident trends and other indicators provide data which allows the NEB to identify where improvement is needed. The NEB follows up on every incident that is reported to determine if company corrective actions are appropriate.

NEB staff conducted on-site responses to three incidents in 2012 (in 2011 Board staff also responded to three incidents). These incidents in 2012 were:

- A leak from a tank at TransMountain Pipeline ULC's Sumas Tank Farm, Abbotsford, British Columbia (B.C.);
- a rupture on Westcoast Pipeline's Nig Creek Pipeline near Wonowon, B.C.; and,
- a serious injury to a Westcoast Pipeline employee who was severely burned while performing maintenance.

Incidents à déclarer

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT 99) définit un incident ou un rejet de produit comme t événement qui entraîne :

- le décès d'une personne ou une blessure grave;
- un effet négatif important sur l'environnement;
- un incendie ou une explosion non intentionnels;
- un rejet d'hydrocarbures à basse pression de vapeur non confiné ou non intentionnel de plus de 1,5 m³;
- un rejet de gaz ou d'hydrocarbures à haute pression de vapeur non intentionnel ou non contrôlé;
- l'exploitation d'un pipeline au-delà de ses tolérances de conception déterminées selon les normes Z662 ou Z276 de l'Association canadienne de normalisation (CSA) ou au-delà des limites d'exploitation imposées par l'Office.

Le signalement obligatoire des incidents en vertu du RPT-99 informe l'Office des incidents liés à l'environnement et à la sécurité et lui permet de remplir ses fonctions en matière de surveillance de la conformité. Ces renseignements sont aussi complétés par l'initiative de signalement volontaire aux fins d'analyse des indicateurs de rendement en matière de sécurité et de protection de l'environnement qui sont présentés dans le plus récent rapport de l'Office sur le sujet, publié en décembre 2011 sous le titre *Gros plan sur la sécurité et l'environnement - Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2009*. Le prochain rapport sur cette question devrait paraître en 2013. Les taux de fréquence de blessures, les tendances concernant les incidents et d'autres indicateurs fournissent à l'Office des données utiles pour cerner les éléments où il est possible de faire mieux. L'Office fait un suivi systématique de tous les incidents qui lui sont signalés afin de vérifier si les mesures correctives de la société sont satisfaisantes.

En 2012, trois incidents ont nécessité l'intervention du personnel de l'Office, soit le même nombre qu'en 2011 :

- une fuite d'un réservoir au parc de stockage Sumas de TransMountain Pipeline ULC à Abbotsford, en Colombie-Britannique;
- une rupture du pipeline Nig Creek de Westcoast près de Wonowon, en Colombie-Britannique;
- une blessure grave causée à un employé de Westcoast, qui a subi des brûlures sérieuses durant une opération d'entretien.

Companies are also required to report all hazardous occurrences, as defined by the *Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations* under the *Canada Labour Code, Part II* for activities in frontier lands. In 2012, there were 15 hazardous occurrences, down from 21 in 2011 (Figure 2). Fourteen of these hazardous occurrences were reportable spills and one was due to a fire on a fibreglass production tank. None of the hazardous occurrences involved injuries. The Board has compliance verification activities in place to make sure the companies involved apply appropriate preventive and corrective actions, including adequate remediation.

The National Energy Board holds regulated companies accountable for anticipating, preventing, mitigating and managing incidents of any size or duration. We expect regulated companies to develop a strong safety culture as part of their management system. Any release of product is considered unacceptable by the Board. When we are notified of a release of product, our top priorities are the safety and security of people, and the protection the environment.

In 2012 there were 134 reportable incidents as compared to 102 in 2011⁴. There have been zero fatalities and six injuries. The NEB is committed to working with companies and other stakeholders to find ways to improve safety performance in order to meet the annual target of zero incidents and injuries. Figure 3 illustrates the number of OPR occurrences by type.

Damage Prevention

Preventing damage to pipelines is a shared responsibility. Pipeline companies are required to ensure that people know how to safely conduct activities, such as excavation and construction near pipelines, and people planning activities near pipelines are required to "Call Before You Dig." The NEB provides regulatory oversight of activities such as the examples provided above, and must create the conditions necessary to hold people accountable for carrying out these responsibilities.

The NEB's regulatory framework for damage prevention is made up of a number of regulatory tools designed to make sure that companies and individuals are effective in managing safety and environmental protection in their day-to-day interactions with pipelines. The NEB's compliance monitoring and enforcement activities support this framework and are used to promote compliance. The Board's Plan for Improving Regulatory Clarity for this framework, released in February 2012, focuses on making sure that those planning work near pipelines have the information they need to make safe choices.

⁴ Data as of January 2013: incidents may still be under investigation data is reviewed and finalized after investigations are complete.

Les sociétés sont aussi obligées de signaler toutes les situations dangereuses lors d'activités dans les régions pionnières, au sens du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* pris aux termes de la partie II du *Code canadien du travail*. En 2012, on a enregistré 15 occurrences présentant un danger, ce qui représente une diminution par rapport aux 21 cas signalés en 2011 (figure 2). Quatorze d'entre elles consistaient en des rejets à signaler et la dernière était un incendie sur un réservoir de production en fibre de verre. Il n'y a eu aucune blessure à la suite de ces occurrences. L'Office mène des activités de vérification de la conformité pour veiller à ce que les sociétés en cause mettent en application les mesures préventives et correctives appropriées, notamment des mesures d'assainissement satisfaisantes.

Les sociétés réglementées par l'Office sont responsables de prévoir, de prévenir, d'atténuer et de gérer les incidents, peu importe l'ampleur et la durée de ceux-ci. L'Office s'attend également à ce qu'elles intègrent à leur système de gestion une solide culture axée sur la sécurité. Aux yeux de l'Office, tout rejet de produit est inacceptable. Et, dès qu'il est informé d'un rejet, ses priorités absolues sont la sécurité et la sûreté des personnes et la protection de l'environnement.

En 2012, il y a eu 134 incidents devant être signalés, comparativement à 102 en 2011⁴. Ces incidents n'ont entraîné aucune perte de vie, mais six personnes ont subi des blessures. L'Office entend travailler avec les sociétés et les autres parties prenantes afin de trouver des moyens pour améliorer le rendement en matière de sécurité et atteindre l'objectif annuel de zéro incident et zéro blessé. La figure 3 présente le nombre d'incidents aux termes du RPT-99, selon le type.

Prévention des dommages

La prévention des dommages est une responsabilité partagée. Les sociétés pipelinières ont l'obligation de s'assurer que les personnes savent comment mener leurs activités à proximité des pipelines en toute sécurité, notamment des travaux d'excavation et de construction, et qu'elles doivent appeler avant de creuser. L'Office exerce une surveillance réglementaire pour ces deux exigences et doit créer les conditions nécessaires pour rendre les personnes responsables de s'acquitter de leurs obligations.

Le cadre de prévention des dommages de l'Office comprend de nombreux outils de réglementation conçus pour contrôler l'efficacité des entreprises et des particuliers à gérer les divers aspects de la sécurité et de la protection de l'environnement dans leurs tâches quotidiennes près des pipelines. Les activités de vérification et d'exécution en matière de conformité soutiennent ce cadre et servent à promouvoir le respect des exigences. Le plan pour clarifier la réglementation de l'Office, publié en février 2012, s'attarde sur les parties qui envisagent des travaux près des pipelines et vise à leur donner toute l'information utile pour faire des choix sécuritaires.

⁴ Données compilées jusqu'en janvier 2013. Il est possible que les enquêtes relatives à certains incidents ne soient pas terminées. Les données sont analysées et comptabilisées de façon définitive une fois l'enquête achevée.

As the Federal Regulatory Champion for the Canadian Common Ground Alliance (an organization dedicated to pipeline damage prevention solutions), the NEB will continue to collaborate with all those involved in promoting safe work practices around pipelines. In addition to regulatory initiatives to clarify the roles and responsibilities of everyone involved, in 2013 the NEB will commence work on a national standard for damage prevention. Through use of a consensus-based Canadian Standards Association (CSA) committee, the Board will work jointly with representatives of the oil and gas and construction industries, landowners, locators, one-call centres, and other governments to provide technical support in the development of CSA-Z247. This national standard will provide minimum requirements, guidance, and best practices for the development of damage prevention programs for the petroleum and natural gas industry.

En sa qualité de champion fédéral de la Canadian Common Ground Alliance (organisation vouée à la recherche de solutions pour prévenir les dommages causés aux pipelines), l'Office poursuivra sa collaboration avec tous ceux qui font la promotion de méthodes de travail sûres à proximité des pipelines. En plus de ses projets de règlement visant à clarifier le rôle et les attributions de tous les acteurs en présence, l'Office entreprendra en 2013 des travaux pour rédiger une norme nationale sur la prévention des dommages. En travaillant au sein d'un comité de l'Association canadienne de normalisation (CSA) fonctionnant par voie de consensus, l'Office unira ses efforts à ceux de représentants des secteurs du pétrole et du gaz ainsi que des industries de la construction, des propriétaires fonciers, des locataires, des centres d'appel unique et d'autres gouvernements pour fournir un soutien technique en vue d'élaborer la norme CSA-Z247. Cette norme canadienne établira les exigences minimales, les lignes directrices et les pratiques exemplaires pour la création d'un programme de prévention des dommages dans l'industrie pétrolière et gazière.

Figure 2 — Reported Hazardous Occurrences
Occurrences présentant un danger signalées

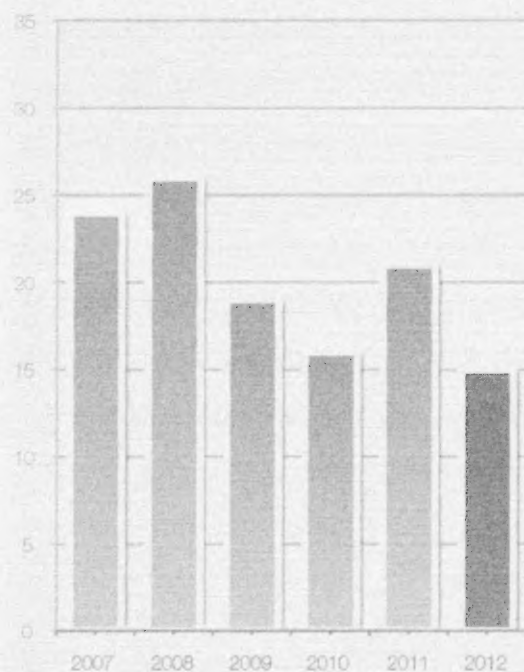


Figure 3 — OPR Incidents by Occurrence Type
Incidents aux termes du RPT, selon le type

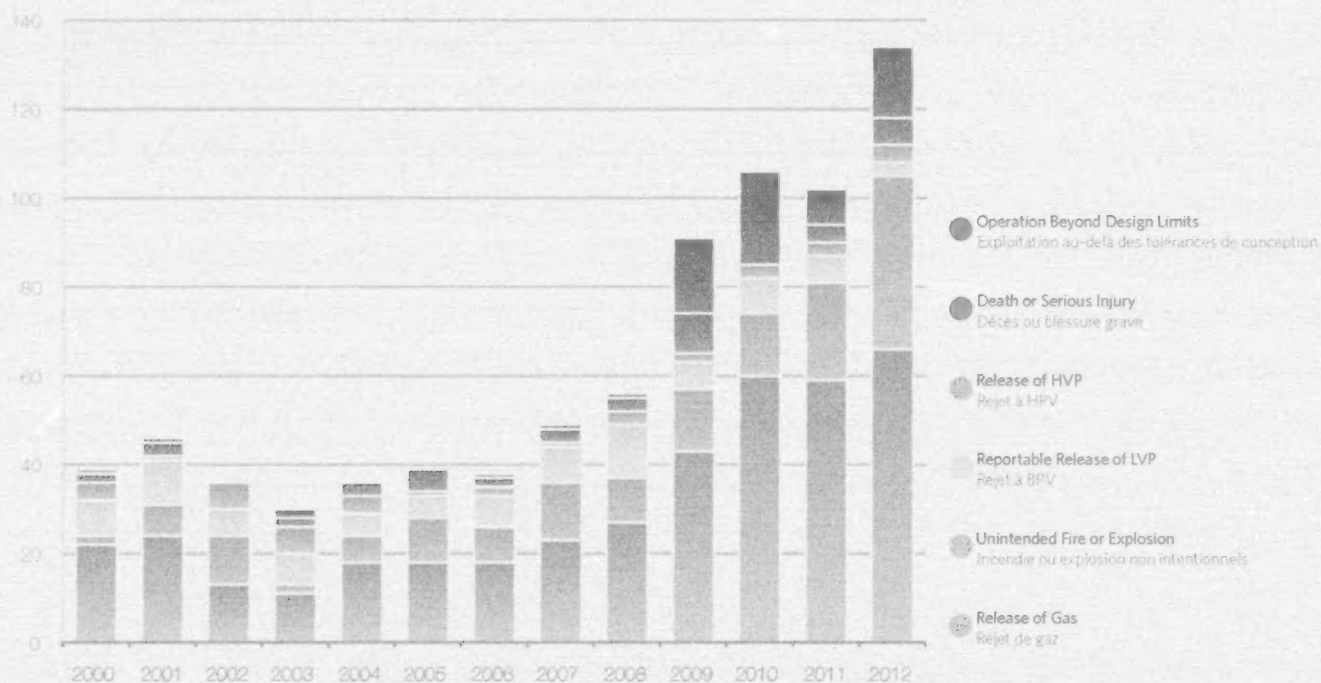


Figure 4 – Unauthorized Crossing Activities by Province
British Columbia: 52, Alberta: 15, Saskatchewan: 2, Manitoba: 1,
Ontario: 30, Quebec: 25, New Brunswick: 1, Nova Scotia: 1.

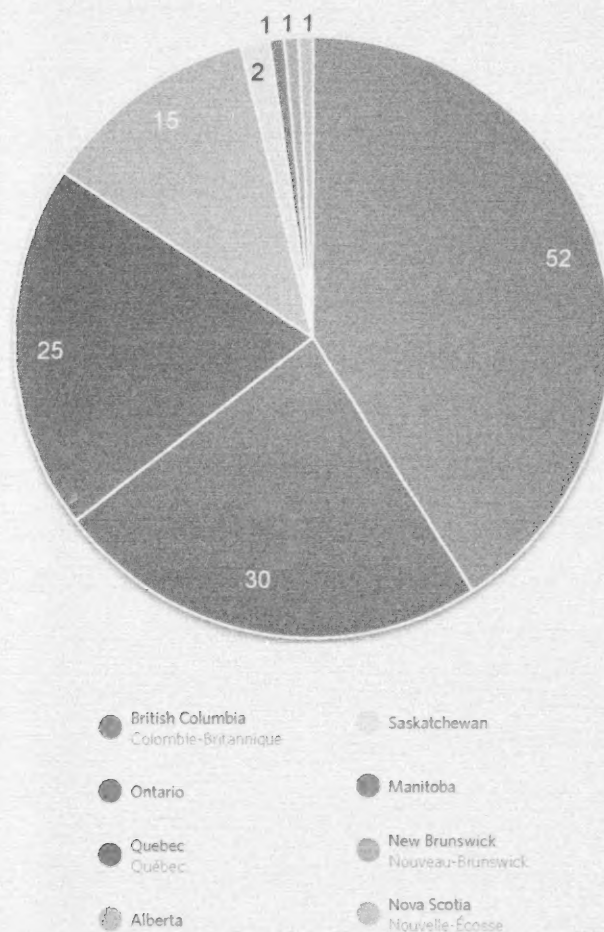


Figure 4 – Croisements non autorisés par province
Colombie-Britannique : 52, Alberta : 15, Saskatchewan : 2,
Manitoba : 1, Ontario : 30, Québec : 25, Nouveau-Brunswick : 1,
Nouvelle-Écosse : 1.

To provide clarity around enforcement, in 2012, the NEB developed a clear model explaining how companies must report unauthorized activities near pipelines, and how the Board will respond to these reports through the Compliance and Enforcement Initiative. The purpose of the model is to provide transparency and consistency in the application of enforcement tools available to the NEB. Since releasing the model, the NEB has been using the lessons learned from the standardized reports it has received to measure how its regulatory framework is working and to identify areas for improvement. The model also helps to identify patterns of non-compliance so that compliance verification activities for following years can be planned and prioritized.

In 2012 there were 127 reported unauthorized activities related to NEB regulated facilities, up from 73 in 2011. Figure 4 is an overview of unauthorized crossing activities by province in 2012.

The number of reported unauthorized activities fluctuates from year to year due to a number of factors. The number may grow as development and construction activity increases around pipelines. Also, increased compliance activities by the NEB has resulted in companies becoming more aware of our reporting requirements.

The Board strives for continual improvement in this area. Everyone involved must work to reduce unauthorized activities, with the ultimate goal of seeing none at all.

Afin de rendre l'exécution des exigences plus claires, l'Office a élaboré, en 2012, un modèle expliquant aux sociétés comment elles doivent signaler les activités non autorisées près des pipelines et comment l'Office répondra à ces signalements dans le cadre de son initiative de conformité et d'exécution. Ce modèle vise à la transparence et la constance dans l'utilisation des outils d'exécution à la disposition de l'Office. Depuis le lancement du modèle, l'Office a tiré des leçons des rapports normalisés qu'il a reçus pour mesurer le fonctionnement de son cadre de réglementation et cerner les éléments nécessitant des améliorations. Le modèle aide également à dégager les habitudes de non-conformité afin de permettre la planification et l'établissement des priorités pour les activités de vérification de la conformité durant les années à venir.

En 2012, 127 activités non autorisées ont été signalées concernant des installations de la compétence de l'Office, ce qui constitue une hausse par rapport aux 73 enregistrées en 2011. La figure 4 donne un aperçu des activités non autorisées de croisement en 2012, par province.

Le nombre d'activités non autorisées signalées varie d'une année à l'autre pour diverses raisons. Leur nombre peut croître en raison de l'intensification des activités de mise en valeur et des travaux de construction autour des pipelines. En outre, l'intensification des activités de vérification de la conformité de l'Office a contribué à sensibiliser les sociétés aux exigences relatives au signalement des croisements non autorisés.

L'Office s'efforce de constamment améliorer les résultats dans ce domaine. Toutes les parties doivent travailler à réduire les activités non autorisées, avec comme but ultime de les éliminer totalement.

Safety Forum – June 2013

The Board is strongly committed to taking leadership on emerging pipeline and facility safety and environmental protection issues. As a key component of the NEB's Action Plan on Safety and Environmental Protection, the Board will be hosting a forum on pipeline and facility safety on the 5th and 6th of June 2013 in Calgary, Alberta. As part of the Safety Forum, the NEB is committed to engaging interested regulators and industry participants in a dialogue to further the sharing of information.

The Safety Forum presents an opportunity for the NEB, other regulators and oil and gas companies to explore emerging issues in the oil and gas industry for safety management. Key issues are corporate leadership's role in building and maintaining a safety culture, integration within management systems and effective safety performance measurement.

In September of 2012, the NEB engaged with a group of international regulators at the International Pipeline Conference and again in October with Canadian safety regulators to further discuss emerging safety and environmental protection issues.



Forum sur la sécurité – juin 2013

L'Office croit fermement qu'il a un rôle de chef de file à jouer sur les questions émergentes touchant la sécurité des pipelines et des installations et la protection de l'environnement. Afin de mettre son plan d'action en matière de sécurité et de protection de l'environnement au cœur de ses activités, l'Office tiendra un Forum sur la sécurité des pipelines et des installations les 5 et 6 juin 2013 à Calgary, en Alberta. À cette occasion, il entend établir un dialogue entre les organismes de réglementation et les participants de l'industrie sur place dans le but de permettre un meilleur partage de l'information.

Le Forum sur la sécurité offre une occasion à l'Office, aux autres organismes de réglementation et aux sociétés pétrolières et gazières de se pencher sur les questions émergentes en gestion de la sécurité dans le secteur pétrolier et gazier. Parmi les principaux enjeux qui seront abordés, il y a le leadership des entreprises pour la création et le maintien d'une culture de sécurité, l'intégration de cette culture dans les systèmes de gestion et la mesure du rendement dans ce domaine.

En septembre 2012, l'Office a participé à la Conférence internationale sur les pipelines qui a été suivie, en octobre, d'une rencontre avec des organismes de réglementation canadiens s'intéressant à la sécurité pour approfondir les discussions sur les enjeux émergents liés à la sécurité et à la protection de l'environnement.





Management Systems: Building a Safety Culture

Safety culture happens when everybody believes in it, talks about it, promotes it and lives it. The Board is convinced that proactive safety management and a culture of safety will reduce incidents that result in fatalities and injuries, the impact of incidents on the environment and property damage resulting from incidents. The pipeline industry's safety performance is receiving intense scrutiny and continual improvement of even good safety records is necessary. We require that companies we regulate have an approach to operating that is systematic, comprehensive and proactive in building and managing a culture that emphasizes safety, minimizes risk, and satisfies regulatory requirements. The Board's OPR-99 requires companies to develop and implement management and protection programs. The NEB conducts audits, inspections, and other assessments of regulated companies to test the adequacy and effectiveness of their management and environmental protection programs.

Amendment to the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99)

The Board's current pipeline regulations, the OPR-99, brought into force in 1999 and updated over the years along with Canadian Standards Association revisions, are effective at defining a baseline management system. While innovative for their time, the NEB believes more can be done to provide clarity and additional details around what is expected. This is why we are introducing amendments to our regulations.

In 2011, we released a Proposed Regulatory Change (PRC) that provided clarification on the Board's expectation that a pipeline company's approach to operating is systematic, comprehensive and proactive in managing risks in order to promote safety, security and environmental protection. On 27 October 2012, the regulatory amendment with management system provisions was pre-published in *Canada Gazette*, Part I for a 30-day comment period. The Board will review and consider the comments received and the amendments will continue to follow the federal regulatory development process. The regulatory amendment includes several elements designed to advance safety culture, including a requirement for the designation of a company officer who is personally accountable for the management system and the achievement of outcomes related to safety and environmental protection. We believe compliance with these provisions will provide the foundation for a more rigorous, industry-wide culture of safety.

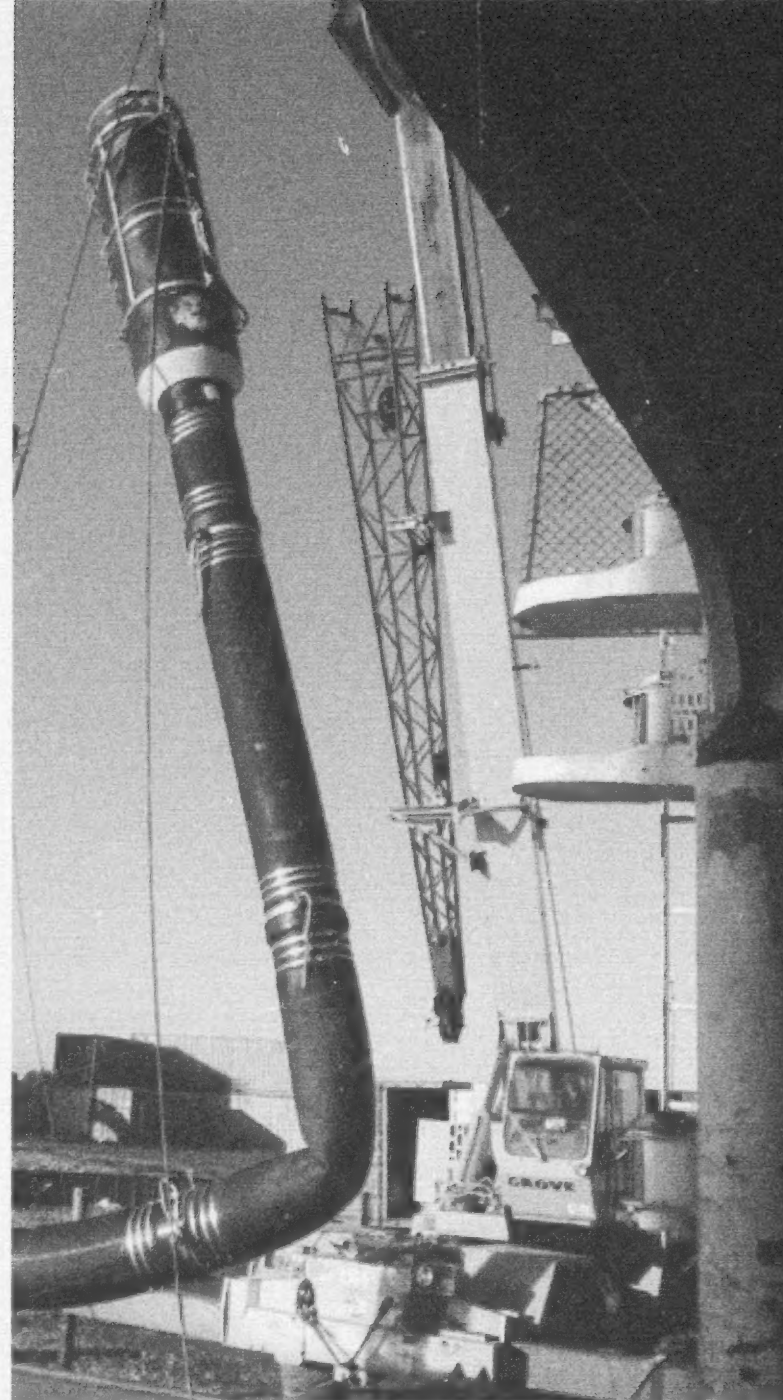
Systèmes de gestion : Instauration d'une culture axée sur la sécurité

Il existe vraiment une culture de sécurité dans une entreprise quand tout le monde y croit, en parle, en fait la promotion et l'intègre à sa vie. L'Office est persuadé qu'une gestion proactive de la sécurité et l'instauration d'une culture de sécurité réduiront le nombre d'incidents entraînant des décès et des blessures, des effets sur l'environnement et des dommages à la propriété. Le rendement du secteur pipelinier en matière de sécurité est scruté de près, et il est nécessaire de continuer de l'améliorer, même s'il est déjà bon. L'Office exige des sociétés qu'il réglemente qu'elles aient une approche d'exploitation systématique, exhaustive et proactive à l'égard de l'établissement et de la gestion d'une culture mettant l'accent sur la sécurité et la réduction au minimum des risques, ainsi que sur le respect de la réglementation. Pour se conformer au RPT-99 de l'Office, les sociétés de son ressort doivent élaborer et mettre en œuvre des programmes de gestion et de protection. L'Office mène des audits, des inspections et d'autres vérifications auprès des sociétés qu'il réglemente afin de s'assurer que leurs programmes de gestion et de protection de l'environnement sont satisfaisants et efficaces.

Modifications au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres

Le règlement actuel sur les pipelines, soit le RPT-99, adopté en 1999 et mis à jour au fil des ans au fur et à mesure que les normes de la CSA étaient révisées, définit efficacement les paramètres d'un système de gestion de base. L'Office croit que, tout novateurs qu'ils étaient à l'époque, le contenu et les exigences du règlement peuvent être clarifiés et mieux définis. D'où la proposition de modification que l'Office a présentée.

En 2011, l'Office a publié un projet de modification réglementaire qui précisait ses attentes à l'égard de l'approche systématique, exhaustive et proactive des sociétés pipelinières pour gérer les risques et favoriser la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement. La modification réglementaire et les dispositions à inclure dans un système de gestion ont été prépubliées dans la *Gazette du Canada*, Partie I, aux fins de commentaires pendant 30 jours. L'Office étudiera les commentaires reçus et en tiendra compte, et les modifications continueront de suivre le processus fédéral d'élaboration de la réglementation. La modification réglementaire porte sur plusieurs éléments visant à faire progresser la culture de sécurité, notamment une exigence consistant à désigner un dirigeant de l'entreprise qui sera personnellement responsable du système de gestion et de l'atteinte des résultats voulus en matière de sécurité et de protection de l'environnement. L'Office est convaincu que ces mesures serviront d'assises à l'instauration d'une culture de sécurité rigoureuse à la grandeur de l'industrie.



Emergency Management

In 2011, the Office of the Auditor General (OAG) conducted an audit of the Board's Emergency Management Program. The OAG observed that overall the Board has designed a sound risk-informed approach to monitor regulated companies' adherence to regulations and Board expectations. In its report, the OAG recommended that the NEB establish and implement a clear action plan that sets out specific steps to improve the Board's risk-informed model; practices and procedures for monitoring compliance; documenting compliance; and procedures for follow-up on non-compliances. Following the audit and subsequent recommendations, the NEB established a corrective action plan (CAP) to address the audit findings, and committed to completing the CAP by April 2012. We completed all action items outlined in the CAP before the end of April 2012.

In the first part of 2012 the Board focused efforts on: developing a process to review baseline critical information in a company's Emergency Procedures Manual (EPM); strengthening the Board's compliance verification processes; training staff in the updated processes; and reviewing the compliance risk model. The NEB also followed-up on deficiencies in company EPMs and enhanced risk-informed planning by creating a process to evaluate the effectiveness of the risk model. The Board is committed to continual improvement in its emergency management program.

In addition to completing the CAP in 2012, we have also completed Critical Information Checks on all company's EPMs to assess whether they have included baseline information. NEB staff also evaluated 13 simulated emergency response exercises and provided feedback on how to improve companies' plans and responses.

Through the Emergency Management Program, the NEB focuses on overseeing the compliance and continual improvement of regulated companies' emergency preparedness and response programs. Since April 2012, the NEB has been working with the Canadian Standards Association (CSA) and emergency management experts to draft an emergency preparedness and response standard for the petroleum and natural gas industry. The standard is expected to be published in 2014. This will be the first standard specific to emergency response for the petroleum and natural gas pipeline industry. NEB staff also continue to participate on the CSA Z1600 (Emergency and Continuity Program Standard) Technical Committee.

Table 5 — 2012 NEB Compliance Activities
(1 January 2012 to 31 December 2012)

Compliance Activity	Completed
Inspections:	
Safety	35
Integrity	33
Environmental	66
Security	3
Subtotal:	137
Emergency Exercises	15
Emergency Procedures Manual Review	19
Compliance Meetings	59
Audits	2
Report Reviews	21

Compliance Verification Activities Completed

In 2012, we conducted a total of 253 compliance activities related to security, public safety and environmental protection as seen in Table 5. The Board remains on track to completing 150 inspections and six audits by the end of fiscal 2012-2013.

Inspection and Audits – Increased Resources

Safety has been a critical part of the Board's mandate since its creation in 1959. As part of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* the Government of Canada provided the NEB with an additional \$13.5 million to hire additional staff over the next two years to strengthen the Board's oversight of pipeline safety. The funding will allow the Board to increase the number of annual inspections for NEB-regulated companies from 100 to 150, and to double the number of management system audits from three to six per year.

Gestion des situations d'urgence

En 2011, le Bureau du vérificateur général du Canada a fait une vérification du programme de gestion des situations d'urgence de l'Office. Il a constaté que, globalement, l'Office avait mis en place une méthode rigoureuse tenant compte du risque pour vérifier le respect de la réglementation et de ses attentes par les sociétés réglementées. Dans son rapport, le vérificateur a recommandé que l'Office élabore et mette en œuvre un plan d'action bien défini renfermant des mesures précises pour améliorer son modèle fondé sur la connaissance du risque, ses méthodes et ses procédures de surveillance de la conformité et l'établissement de dossier à cet égard, ainsi que des procédures pour le suivi à assurer en cas de non-conformité. À la suite de cette vérification et des recommandations qui en ont découlé, l'Office a créé un plan de mesures correctives visant à corriger les lacunes relevées dans le rapport et s'est engagé à ce que le plan soit mis en place d'ici avril 2012. Toutes les mesures comprises dans le plan d'action avaient été instaurées avant la fin du délai que l'Office s'était imposé.

Durant la première moitié de 2012, l'Office a redoublé d'efforts pour élaborer un processus visant à passer en revue les renseignements critiques de base contenus dans les manuels des mesures d'urgence des sociétés, renforcer ses propres processus de vérification de la conformité, procurer à son personnel une formation sur ces processus et réviser son modèle axé sur le risque en matière de conformité. Il a aussi fait le suivi sur les lacunes relevées dans les manuels des mesures d'urgence des sociétés et a amélioré la planification axée sur la connaissance du risque en créant un processus pour évaluer l'efficacité de son modèle de risque. L'Office est déterminé à continuellement améliorer son programme de gestion des urgences.

En plus de mener à terme son plan de mesures correctives, l'Office a achevé, en 2012, la vérification des informations critiques des manuels des mesures d'urgence de toutes les sociétés afin de s'assurer qu'ils renferment les informations de base exigées. Le personnel de l'Office a également évalué 13 simulations d'exercices d'intervention d'urgence et indiqué aux sociétés concernées les améliorations à apporter à leurs plans et à leurs interventions.

Le programme de gestion des urgences de l'Office lui permet de concentrer ses efforts sur la conformité et l'amélioration constante des programmes de protection civile et d'intervention d'urgence des sociétés de son ressort. Depuis avril 2012, l'Office travaille avec la CSA et des experts du domaine de la gestion des urgences à rédiger une norme sur la protection civile et l'intervention d'urgence pour l'industrie pétrolière et gazière. La publication de cette norme est prévue en 2014. Il s'agira de la première norme consacrée spécifiquement à l'intervention d'urgence pour le secteur des pipelines transportant du pétrole et du gaz naturel. Le personnel de l'Office continue à siéger au comité technique sur la norme CSA Z1600 (norme relative aux programmes de gestion des urgences et de continuité).

Tableau 5 — Activités de vérification de la conformité de l'Office en 2012
(du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012)

Activités de vérification de la conformité	Nombre d'activités terminées
Inspections	
Sécurité	35
Intégrité	33
Environnement	66
Sûreté	3
Total partiel	137
Exercices d'intervention en cas d'urgence	15
Vérification de manuels des mesures d'urgence	19
Réunions sur la conformité	59
Audits	2
Vérifications de rapports	21

Activités de vérification de la conformité réalisées

Comme le montre le tableau 5, l'Office a réalisé 253 activités de vérification de la conformité portant sur la sécurité, la sûreté publique et la protection de l'environnement en 2012. L'Office est en voie de réaliser 150 inspections et six audits d'ici la fin de l'exercice 2012-2013.

Inspection et audits – Accroissement des ressources

La sécurité est une composante cruciale du mandat de l'Office depuis sa création en 1959. Dans le contexte de l'adoption de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, le gouvernement du Canada a octroyé à l'Office une somme supplémentaire de 13,5 millions de dollars pour qu'il embauche du personnel supplémentaire durant les deux prochaines années afin de renforcer ses effectifs de surveillance de la sécurité des pipelines. Grâce à ces fonds, il pourra accroître de 100 à 150 le nombre d'inspections annuelles qu'il mènera auprès des sociétés qu'il réglemente et doubler le nombre de vérifications des systèmes de gestion, qui passera de trois à six par année.

Administrative Monetary Penalties (AMPs)

Amendments to the NEB Act through the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* will authorize the Board to create a system of AMPs through regulations. AMPs are financial penalties the Board may impose on companies or individuals for non-compliance with the NEB Act, regulations, decisions, permits, orders, licences or certificate conditions.

The Board's proposed approach is to establish two categories of violations, with two baseline penalties for each category based on whether the violation is committed by an individual or company. The new AMP sections in the NEB Act set out the maximum daily penalties: for individuals the maximum daily penalty is \$25,000 for each violation, and for companies the maximum daily penalty is \$100,000 per violation.

The Act stipulates that *each day* that a violation continues is considered to be a *separate* violation. This means that separate penalties could be issued per infraction, per day with no maximum total financial penalty.

In the summer of 2012, the NEB released a discussion paper to provide an overview of key elements of a proposed AMPs system under the NEB Act, and to seek comments from interested persons. During the public comment period Board staff met with several groups to discuss the AMPs proposal, answer questions and solicit feedback. A webinar was also held on 6 September 2012 with numerous organizations and individuals from across the country.

The results of these consultations were incorporated into a set of draft regulations that the Board pre-published in February 2013 in the *Canada Gazette*, Part I. Implementation of AMPs is planned for the summer of 2013.

Sanctions administratives pécuniaires

Les modifications apportées à la Loi sur l'ONÉ par la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* autoriseront l'Office à mettre sur pied, par voie de règlement, un système de sanctions administratives pécuniaires. Ces sanctions sont des pénalités financières que l'Office peut imposer à des sociétés ou à des particuliers en cas de non-respect de sa loi constitutive, des règlements, des décisions, des permis, des ordonnances, des licences ou des conditions dont un certificat est assorti.

L'Office préconise l'établissement de deux catégories de violations, soit deux pénalités de base pour chaque catégorie selon que l'infraction est commise par un particulier ou une société. La Loi sur l'ONÉ fixe le montant quotidien maximum des sanctions de la façon suivante : un maximum par jour et par infraction de 25 000 \$ pour les particuliers et de 100 000 \$ pour les sociétés.

La Loi sur l'ONÉ précise que *chacun des jours* au cours desquels se continue la violation est compté comme une violation *distincte*. Cela signifie que des sanctions distinctes pourraient être imposées chaque jour pour chaque infraction, sans maximum global.

Durant l'été 2012, l'Office a publié un document de travail donnant un aperçu des éléments clés de sa proposition de système de sanctions administratives pécuniaires établi en vertu de la Loi sur l'ONÉ afin de recueillir les commentaires des personnes intéressées. Pendant cette période de commentaires du public, le personnel de l'Office a rencontré plusieurs groupes pour discuter de la proposition des sanctions administratives pécuniaires, répondre aux questions et solliciter une rétroaction. Un webinaire a aussi eu lieu le 6 septembre, auquel de nombreuses organisations et des particuliers de partout au Canada ont participé.

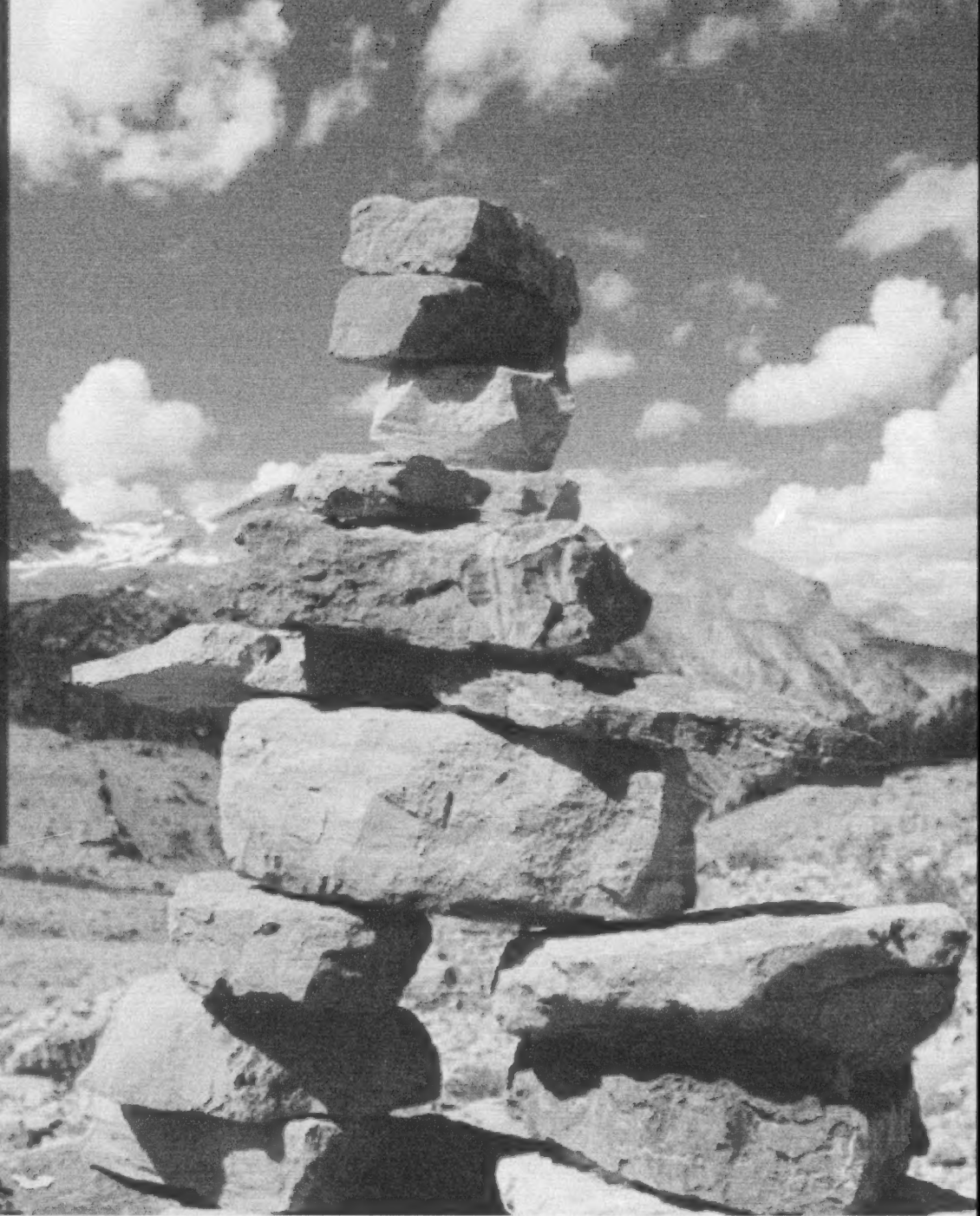
Ce qui est ressorti de ces consultations a été incorporé dans une ébauche de règlement que l'Office a prépubliée dans la *Gazette du Canada*, Partie I, en février 2013. La mise en œuvre des sanctions administratives pécuniaires est prévue pour l'été 2013.

In the Public Interest

The purpose of the NEB is to regulate pipelines, energy development and trade in the Canadian public interest. The NEB follows the evolution of the public interest by listening to what Canadians have to say about how energy infrastructure is developed and regulated, engaging them in meaningful dialogue about issues and solutions, and publically sharing information about regulatory initiatives.

Dans l'intérêt public

La raison d'être de l'Office est de réglementer, dans l'intérêt public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie. L'Office suit l'évolution de l'intérêt public en demeurant à l'écoute de la population sur la façon dont l'infrastructure énergétique devrait être aménagée et réglementée. Pour cela, il entretient avec elle un dialogue sérieux sur les enjeux et les solutions et lui communique de l'information sur ses initiatives au chapitre de la réglementation.



Northern Engagement 2012-2013

In the past year the Board has continued to expand northern engagement activities through meetings with Northern communities, youth, governments, regulatory agencies, and land claim institutions. The Board remains committed to listening to those who would be most affected by drilling activities in Canada's Arctic in support of realizing shared objectives for safety and environmental protection.

In August of 2012, the NEB signed Memoranda of Understanding (MOU) with the Nunavut Impact Review Board and Nunavut Water Board, and in November of 2012, with the Environmental Impact Screening Committee and the Environmental Impact Review Board for the Inuvialuit. These MOUs provide for technical training, information exchange, and regulatory coordination between the NEB and the Northern Boards.

In addition, the NEB partnered with Aboriginal Affairs and Northern Development Canada, and the Government of the Northwest Territories to organize over 20 focused outreach and engagement sessions with communities, land claim organizations, and government agencies to explain the NEB's role in regulating oil and gas activities in the North, including proposed hydraulic fracturing operations in the Central Mackenzie Valley.

Similarly, in 2012, the Chair and CEO accompanied by Board Member David Hamilton and NEB staff, travelled with the President of the Qikiqtani Inuit Association to several Baffin Island communities to explain the NEB's role in regulating offshore seismic exploration for oil and gas.

These northern engagement initiatives, together with the Board's continuing participation in the NWT Board Forum, the Arctic Council, the Beaufort Regional Environmental Assessment and in emergency preparedness exercises (such as the CANUSNORTH exercise which is discussed in the following section), collectively respond to the Board's commitment to working collaboratively with others in the responsible management of resources in the North for the benefit of all Canadians including those who live in the North.





Participation des populations du Nord en 2012-2013

Au cours de la dernière année, l'Office a poursuivi ses activités visant à accroître la participation des populations du Nord à l'occasion de réunions avec des communautés, des jeunes, des gouvernements, des organismes de réglementation et des organismes issus des revendications territoriales. L'Office entend demeurer à l'écoute de ceux et celles qui sont susceptibles d'être touchés par des activités de forage dans l'Arctique canadien afin que nous atteignons nos objectifs communs de sécurité et de protection de l'environnement.

En août 2012, l'Office a signé des protocoles d'entente avec la Commission du Nunavut chargée de l'examen des répercussions et l'Office des eaux du Nunavut et, en novembre, avec le Comité d'étude des répercussions environnementales et le Bureau d'examen des répercussions environnementales des Inuvialuit. Ces protocoles d'entente portent sur la formation technique, le partage d'information et la coordination de la réglementation entre l'Office et les organismes du Nord.

L'Office s'est également associé à Affaires autochtones et Développement du Nord Canada et au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour organiser 20 séances d'approche et de participation des communautés, des organismes issus des revendications territoriales et des organismes gouvernementaux afin de leur expliquer le rôle de l'Office dans la réglementation des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord, y compris les opérations de fracturation hydraulique proposées dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

Parallèlement, le président et premier dirigeant de l'Office, accompagné de David Hamilton, membre de l'Office, et de membres du personnel de l'Office a visité, en 2012, en compagnie du président de la Qikiqtani Inuit Association, plusieurs communautés de l'île de Baffin pour expliquer en quoi consiste le rôle de l'Office à l'égard de la réglementation de la prospection sismique de pétrole et de gaz au large des côtes.

Ces initiatives visant la participation des populations du Nord, de même que la présence continue de l'Office au Forum des organismes des Territoires du Nord-Ouest, au conseil de l'Arctique et à l'évaluation environnementale régionale de Beaufort, ainsi qu'à des exercices d'urgence (comme le CANUSNORTH dont il est question dans la prochaine section) démontrent la volonté de l'Office de travailler avec les acteurs de la gestion responsable des ressources du Nord au bénéfice des populations de la région et de tous les Canadiens et Canadiennes.

CANUSNORTH 2012 Exercise

In August 2012 in Tuktoyaktuk, NT, the NEB participated in the CANUSNORTH table top exercise on a well control incident in the Canadian Beaufort Sea.

CANUSNORTH is the short form used to refer to the Annex of the Canada-United States Joint Marine Pollution Contingency Plan (JCP) that covers the Beaufort Sea. The JCP defines the roles and responsibilities of the various players who would participate in the cleanup efforts of a marine pollution incident (if it were to occur), in the contiguous waters between Canada and the United States.

The NEB was a member of the Joint Design Team for the exercise with the Canadian Coast Guard, the US Coast Guard, Canadian Association of Petroleum Producers, Environment Canada, Inuvialuit Game Council, and the Inuvialuit Joint Secretariat.

The objectives of the exercise were to discuss the jurisdictional and financial implications of conducting a coordinated response under the CANUSNORTH Annex where the Canadian Coast Guard is not the lead agency for the spill, and to determine decision-making procedures for use of alternative countermeasures.



NEB Land Matters Group

The Board established a Land Matters Group (LMG) as a mechanism to increase the dialogue amongst members of the public, Aboriginal groups and industry who have interests in land matters and are impacted by the activities of NEB-regulated companies. LMG members may participate in the Steering Committee and topic-specific sub-committees that are supported by NEB staff and resources.

The purpose of the LMG is to bring together different perspectives, knowledge and expertise to:

- inform the Board on regulatory development, priority setting and program delivery decisions;
- build awareness and interest in land matters and encourage a fuller exchange of information between affected individuals and groups; and,
- promote and facilitate in-depth discussion and recommendations on land matters.

During 2012, the Land Matters Group Steering Committee met three times and:

- identified current or emerging land matters issues impacting interested parties;
- recommended improvements to regulating the facilities and/or activities of companies regulated by the NEB; and,
- recommended strategies for engaging Canadians on the Board's damage prevention framework and draft AMPs regulations, among other initiatives.

The LMG's first topic-specific sub-committee was also established in 2012. Through numerous meetings, the Public Involvement sub-committee refined the input gathered at the Board's November 2011 workshop on *Draft Expectations - Public Involvement Program* and provided written recommendations to the Board. In its response the Board noted that many of the sub-committee's recommendations were complementary to and supportive of Board initiatives in progress and committed to:

- enhancing compliance verification;
- enhancing public education and awareness; and,
- integrating components of the NEB Draft Expectation for Public Involvement into the NEB *Filing Manual*.

The Board also strongly encouraged industry to develop, adopt and promote best practices and training standards for land agent conduct and specified that it wanted the best practices guide developed in consultation with landowners.

Groupe chargé des questions foncières de l'Office

Le Groupe chargé des questions foncières (GQF) mis sur pied par l'Office constitue un mécanisme qui permet d'intensifier le dialogue entre les membres du public, les groupes autochtones et les acteurs de l'industrie ayant des intérêts dans les activités réglementées par l'Office et étant touchés par celles-ci. Les membres de ce groupe peuvent siéger au comité directeur et à des sous-comités thématiques et bénéficient du soutien du personnel de l'Office et de ses ressources.

Le GQF vise à mettre en commun les perspectives, les connaissances et l'expertise des participants pour réaliser ce qui suit :

- informer l'Office sur l'élaboration de règlements, l'établissement des priorités et l'exécution des programmes;
- accroître l'information et l'intérêt à l'égard des questions foncières, et encourager un meilleur échange de renseignements entre les particuliers et les groupes touchés;
- promouvoir et faciliter un débat en profondeur et la formulation de recommandations sur les questions foncières.

En 2012, le comité directeur du GQF s'est réuni à trois reprises et a :

- cerné les enjeux actuels et émergents touchant les parties intéressées;
- recommandé des améliorations à la réglementation des installations ou des activités des sociétés réglementées par l'Office;
- recommandé des stratégies pour amener la population canadienne à s'intéresser au cadre de prévention des dommages de l'Office et préparé une ébauche de règlement pour les sanctions administratives pécuniaires, entre autres choses.

Le premier sous-comité thématique du GQF a aussi été constitué en 2012. Au fil de nombreuses réunions, le sous-comité sur la participation du public a peaufiné les informations recueillies lors de l'atelier organisé par l'Office en novembre 2011 sur *l'Ébauche des attentes de l'Office national de l'énergie - Programme de participation du public* et a formulé des recommandations à l'Office par écrit. Dans sa réponse, l'Office a mentionné que beaucoup de recommandations du sous-comité complétaient ou soutenaient ses propres initiatives en cours ou en préparation pour :

- renforcer la vérification de la conformité;
- accroître l'information au public et sa sensibilisation;
- intégrer des éléments de l'ébauche des attentes de l'Office relativement à la participation du public dans son *Guide de dépôt*.

De plus, l'Office a vivement encouragé l'industrie à mettre au point, adopter et promouvoir des pratiques exemplaires et des normes de formation pour encadrer la conduite des administrateurs fonciers, et a exprimé son désir qu'un guide des pratiques exemplaires soit élaboré en consultation avec les propriétaires fonciers.

Exercice CANUSNORTH 2012

L'Office a participé, en août 2012, à Tuktoyaktuk, dans les Territoires du Nord-Ouest, à l'exercice de simulation sur maquette CANUSNORTH impliquant un incident lié à la perte de maîtrise d'un puits dans la mer de Beaufort au Canada.

CANUSNORTH désigne l'annexe du plan d'urgence bilatéral Canada-États-Unis en cas de pollution des eaux (PUB) couvrant la mer de Beaufort. Le PUB précise les rôles et les responsabilités des divers organismes qui participeraient aux efforts de nettoyage si un incident de pollution en milieu marin survenait dans les eaux contiguës du Canada et des États-Unis.

L'Office faisait partie de l'équipe bilatérale de conception de l'exercice, avec la Garde côtière canadienne, la garde côtière américaine, l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Environnement Canada, le Conseil Inuvialuit de gestion du gibier et le Secrétariat mixte des Inuvialuit.

Les objectifs de cet exercice sont de discuter des implications sur le plan des compétences et sur le plan financier d'une intervention coordonnée dans le cadre de l'annexe du CANUSNORTH si la Garde côtière canadienne n'agit pas comme organisme en charge du nettoyage en cas de déversement, ainsi que d'arrêter un processus décisionnel pour l'utilisation d'autres mesures.



Energy Infrastructure Today and Tomorrow

Canadians depend on the pipeline transportation system for a safe, reliable and efficient energy supply, now and in the future. The ability of this system to deliver natural gas, natural gas liquids (NGLs), crude oil, and petroleum products is also critical to Canada's economy. The NEB is active and effective in Canada's pursuit of a sustainable energy future by integrating relevant economic, environmental and social considerations when choosing a course of action.

The NEB's regulatory framework is designed to promote safety, security, environmental protection and efficient energy infrastructure and markets. Mandatory requirements encourage innovation where possible but also focus on specific design, operational practices or management methods when necessary. The regulatory framework supports a sustainable energy system that will meet Canadians' needs today, while taking into consideration the needs of Canadians tomorrow.

L'infrastructure énergétique : aujourd'hui et demain

Les Canadiens et Canadiennes dépendent et continueront de dépendre du réseau pipelinier pour s'approvisionner en énergie d'une manière sûre, fiable et efficace. La capacité de ce réseau de transporter du gaz naturel, des LGN, du pétrole brut et des produits pétroliers est également vitale pour l'économie du Canada. L'Office participe de façon active et efficace à la poursuite d'un avenir énergétique durable au Canada en intégrant les dimensions économiques, environnementales et sociales pertinentes dans son choix d'un plan d'action.

Le cadre de réglementation de l'Office est conçu pour promouvoir la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement, ainsi qu'une infrastructure et des marchés énergétiques efficaces. Les prescriptions incontournables encouragent l'innovation quand cela est possible, mais sont aussi centrées sur une conception, des méthodes d'exploitation ou des méthodes de gestion précises au besoin. Ce cadre préconise l'instauration d'une filière énergétique durable qui satisfera les besoins actuels des Canadiens et Canadiennes, tout en tenant compte de ceux de demain.

Full Cycle Regulation

The NEB regulates and considers issues of design, construction, operation and abandonment of energy infrastructure facilities. In other words, the Board regulates from “start to finish”, and holds pipeline companies responsible for the full cycle cost of the pipelines they operate.

In May 2009, the NEB released a decision directing all NEB-regulated companies to begin setting aside abandonment funds and set out a five-year Action Plan in that regard. The five-year Action Plan contains steps which will facilitate the setting-aside and reporting on funds by 2015.

The five-year Action Plan is on track. In November 2011, all large regulated pipeline companies and many smaller ones filed their initial estimates of costs to abandon their pipelines. The Board held a public hearing in October and November of 2012 to examine the assumptions and cost estimates of the large pipeline companies. The Board will announce its Decision on these matters in February 2013.

In the first half of 2013, pipeline companies must file further applications regarding the timeframe in which abandonment related funds will be collected and how the funds will be set-aside and managed. Following Board decisions in 2014 on collection periods, set-aside mechanisms, and investment policies, companies will be required to report on funds collected starting in 2015.

Applications and Hearings in 2012

Companies regulated by the NEB are required to seek the Board's approval to, among other things:

- construct and operate international and interprovincial pipelines and international power lines in Canada, along with related facilities and activities, or modify or abandon existing facilities;
- export crude oil, natural gas liquids and electricity, and export and import natural gas; and,
- establish pipeline tolls and tariffs.

Réglementation tout au long du cycle de vie

L'Office réglemente et examine les enjeux touchant la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations qui forment l'infrastructure énergétique. En d'autres termes, sa réglementation s'applique du début à la fin d'un projet. En outre, il oblige les sociétés pipelinières à assumer les coûts des pipelines qu'elles exploitent pendant tout leur cycle de vie.

En mai 2009, l'Office a rendu une décision qui ordonne à toutes les sociétés de sa compétence de commencer à établir un fonds pour la cessation d'exploitation des pipelines. À cet égard, il a publié un plan d'action quinquennal, qui précise les étapes à suivre pour faciliter la création de ce fonds et faire rapport sur celui-ci d'ici 2015.

Le plan quinquennal se déroule comme prévu. En novembre 2011, toutes les grandes sociétés pipelinières réglementées et de nombreuses sociétés plus petites ont déposé leurs coûts estimatifs pour la cessation d'exploitation auprès de l'Office. Une audience publique a eu lieu en octobre et novembre 2012 afin d'examiner les hypothèses posées et les coûts estimatifs des grandes sociétés pipelinières. L'Office annoncera sa décision sur ces questions en février 2013.

Au premier semestre de 2013, les sociétés pipelinières devront déposer d'autres documents relatifs à la constitution du fonds, sa structure et la façon dont il sera géré. Après que l'Office aura rendu ses décisions sur les périodes de perception, les mécanismes de constitution du fonds et les politiques de placement, les sociétés seront tenues de faire rapport sur les sommes amassées à cette fin à partir de 2015.

Demandes et audiences en 2012

Les sociétés assujetties à la réglementation de l'Office doivent demander une autorisation de l'Office pour diverses activités, dont :

- la construction et l'exploitation au Canada de pipelines internationaux ou interprovinciaux ou de lignes internationales de transport d'électricité, de même que les installations et activités connexes, ou la modification ou la cessation d'exploitation des installations;
- l'exportation de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et d'électricité ainsi que l'exportation et l'importation de gaz naturel;
- l'établissement des droits et tarifs pipeliniers.

Participant Funding

Public participation is an important element of an open and effective regulatory process.

The NEB administers a Participant Funding Program which provides financial assistance to support timely and meaningful engagement of individuals, Aboriginal groups, landowners, incorporated non-industry not-for-profit organizations, or other interest groups who seek to intervene in the NEB's oral hearing process for facilities applications.

Since the program began in 2010, the NEB has made available more than \$680,000 to support public participation in seven hearings.



For a large facilities application, the Board's work begins when a company files a Project Description for the project. The NEB uses a Project Description to initiate pre-application activities. These include early public and Aboriginal engagement processes; initiating the NEB's Participant Funding Program for the project; and where possible, seeking feedback on the timing of an oral public hearing. The NEB works with the federal Major Projects Management Office (MPMO) to ensure the timely and effective regulatory review of large NEB regulated projects.

We engage the public and Aboriginal groups who may be impacted by a project through the Board's engagement staff (process advisors), who provide support to hearing participants, engage stakeholders, and share information about Appropriate Dispute Resolution, hearing processes, participant funding and methods of presenting information to the Board.

Applicants must submit applications or information that enable the Board to undertake a technical assessment of the various impacts of a project, and make an informed decision in the Canadian public interest that considers, among other things, present and future economic, environmental and social considerations. A written or oral hearing is usually held to consider applications for major projects. This allows the company proposing the project, and people or groups who are impacted, a chance to provide information and input regarding the project. Applicants can request a pre-application meeting with NEB staff to gain a better understanding of the application processes and regulatory requirements.

When the Board issues a certificate following the GiC approval of a large facility application, the approval is contingent on meeting conditions, which are requirements that must be met before a facility is allowed to be constructed and operated. Conditions pertain to areas such as engineering, engagement, safety and environmental protection. The Board holds the company accountable to conditions outlined in the certificate. If the project is built, the NEB will monitor the project throughout its lifespan, and require the certificate holder to meet these conditions, as well as other applicable regulatory requirements.

In 2012 the Board considered many applications for new pipeline facilities, tolls and tariff filings, activities on frontier lands, as well as import and export licences and orders. For a complete list of the proceedings before the Board in 2012, please see Appendices A and B.

Any person dissatisfied with a Board decision can ask the Board to review the matter or seek redress from the courts. Of the seven Board-related matters before the courts in 2012, four were dismissed or discontinued, and three are ongoing as of 31 December 2012. For a list of these proceedings, see Appendix C.

For a list of certificates and orders issued for oil and gas facilities, please see Appendices D and E respectively.

Dans le cas d'une demande d'autorisation visant des installations de grande envergure, le travail de l'Office commence dès qu'une société dépose une description de projet qui permet à l'Office d'enclencher certaines activités préalables à la demande comme les processus de participation précoce du public et des Autochtones, le Programme d'aide financière aux participants pour le projet et, lorsque cela est possible, la recherche d'une rétroaction sur une audience publique orale. L'Office collabore avec le Bureau de gestion des grands projets fédéral afin de veiller à ce que le processus d'examen réglementaire des grands projets du ressort de l'Office se déroule de façon efficace et dans le respect des délais.

L'Office encourage le public et les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par un projet à participer au processus et il y affecte du personnel (conseillers ou conseillères en processus) pour soutenir les participants aux audiences, favoriser la participation des parties prenantes et distribuer de l'information sur le mécanisme approprié de règlement des différends, les processus d'audience, l'aide financière aux participants et les moyens de présenter de l'information à l'Office.

Les demandeurs doivent remettre les documents relatifs à la demande ou des informations permettant à l'Office de réaliser une évaluation technique des diverses incidences d'un projet et de rendre une décision éclairée qui tient compte de l'intérêt public canadien et intègre, entre autres, les facteurs économiques, sociaux et environnementaux actuels et futurs. En général, l'examen des demandes relatives aux projets d'envergure se déroule dans le cadre d'une audience orale ou par voie de mémoires. Ce processus permet au promoteur d'exposer son projet et aux personnes ou groupes qui seront touchés par ce celui-ci d'obtenir de l'information et d'apporter leur contribution. Les promoteurs peuvent demander une rencontre préalable avec le personnel de l'Office afin d'obtenir des précisions sur le processus de demande et les exigences de la réglementation.

Quand l'Office délivre un certificat après qu'une demande d'installations de grande envergure a reçu l'approbation du gouverneur en conseil, cette autorisation est subordonnée à la satisfaction des conditions s'y rattachant. Il s'agit d'exigences qui doivent être respectées avant que la construction ou l'exploitation du projet soient autorisées. Les conditions peuvent être d'ordre technique, être liées à la participation ou à la sécurité ou avoir trait à la protection de l'environnement. L'Office tient la société responsable de respecter les conditions contenues dans le certificat. Si le projet se réalise, l'Office en assure la surveillance pendant toute sa durée de vie et exige que le titulaire du certificat remplisse ces conditions et satisfasse à toutes les autres exigences réglementaires applicables.

En 2012, l'Office a étudié de nombreuses demandes visant de nouvelles installations pipelinières, des dépôts de droits et tarifs, des activités dans les régions pionnières et des demandes de licences et d'ordonnances pour l'exportation et l'importation de produits énergétiques. Une liste complète de toutes les instances qu'a tenues l'Office en 2012 est fournie aux annexes A et B.

Les personnes en désaccord avec une décision rendue par l'Office peuvent demander une révision de celle-ci, ou s'adresser aux tribunaux pour demander réparation. Des sept cas se rapportant à l'Office soumis aux tribunaux en 2012, quatre ont été rejetés ou abandonnés et les trois autres suivaient leur cours au 31 décembre 2012. Le lecteur trouvera une liste de ces requêtes à l'annexe C du présent rapport.

Une liste complète de tous les certificats et ordonnances délivrés pour des installations pétrolières et gazières est fournie aux annexes D et E.

Aide financière aux participants

La participation du public est un élément important d'un processus réglementaire ouvert et efficace.

L'Office administre le Programme d'aide financière aux participants, qui permet d'accorder un soutien financier pour encourager la participation opportune et significative des particuliers, des groupes autochtones, des propriétaires fonciers, des organismes constitués en société à but non lucratif hors de l'industrie ou d'autres groupes d'intérêts qui souhaitent prendre part au processus d'audience orale de l'Office pour les demandes visant des installations.

Depuis la création de ce programme, en 2010, une somme de plus de 680 000 \$ a été mise à la disposition de la population dans sept audiences.



Decisions issued in 2012 include the following:

Abandonment of Empire Odourant Station

On 5 January 2012 the NEB approved an application by St. Clair Pipelines Management Inc. to abandon the Empire Odourant Station located in the Regional Municipality of Niagara, Ontario. St. Clair had provided odourization services to Empire State Pipeline (Empire) at the Station site since 1993. Empire, the sole customer was served by the Station under an agreement that ended in 2010 after which the station was no longer required. St. Clair proposed an abandonment plan for the station involving dismantling, removing and disposing of all infrastructure at the station site. St. Clair submitted that it identified and consulted with all stakeholders and that there were no outstanding concerns. No stakeholders applied to be intervenors in this written hearing. The Board granted leave to abandon the station, subject to environmental and financial conditions. It was noted that TransCanada Pipelines may pursue an agreement with St. Clair to acquire the station site for another purpose and, if this is the case, a further application to the Board will be required. The Board retains jurisdiction over St. Clair's activities at the site until all conditions of the Order are met to the satisfaction of the Board.

Vantage Pipeline Project

On 19 January 2012 the NEB approved an application for the Vantage Pipeline Project (the project) submitted by Vantage Pipeline Canada ULC (Vantage). The project will carry liquid ethane from Hess Corporation's natural gas processing plant near Tioga, North Dakota, USA through Saskatchewan to interconnect with the Alberta Ethane Gathering System (AEGS) near Empress, Alberta. The liquid ethane transported by the pipeline will be used by Alberta's petrochemical industry. The Board was satisfied given the evidence provided by Vantage that Alberta's domestic ethane supply is declining and will probably continue to decline for some time. Vantage demonstrated that there will be sufficient future ethane supplies and processing capacity for the project to be viable over its economic life. The Canadian portion of the project would involve the construction and operation of approximately 578.3 km of new 273 mm (NPS 10) outside diameter high vapour pressure steel pipeline, from the Canada-U.S. border near Beaubier, Saskatchewan to the AEGS near Empress. The pipeline route is approximately 573.8 km in Saskatchewan and 4.5 km in Alberta. Vantage has routed the pipeline to be within or alongside existing pipelines and road right-of-way for approximately 503.7 km.

Voici certaines des décisions rendues en 2012 :

Cessation d'exploitation du poste d'odorisation Empire

Le 5 janvier 2012, l'Office a autorisé la demande présentée par St. Clair Pipelines Management Inc. concernant la cessation d'exploitation d'un poste d'odorisation situé dans la municipalité régionale de Niagara, en Ontario. St. Clair fournissait des services d'odorisation à Empire State Pipeline au poste depuis 1993. Empire était le seul client utilisant les services du poste en vertu d'un accord ayant pris fin en 2010. Le poste était donc devenu inutile. Le plan de cessation d'exploitation proposé par St. Clair comprenait le désassemblage, l'enlèvement et l'élimination de toute l'infrastructure du poste. St. Clair a soutenu qu'elle avait répertorié et consulté toutes les parties prenantes et qu'il n'y avait aucun enjeu non résolu. Aucune partie prenante n'a demandé le statut d'intervenant en vue de cette audience par voie de mémoires. L'Office a autorisé la cessation d'exploitation du poste, sous réserve de certaines conditions environnementales et financières. Il est à noter que TransCanada Pipelines pourrait conclure un accord avec St. Clair afin de faire l'acquisition du poste, qui serait utilisé à une autre fin. Le cas échéant, une nouvelle demande devrait être présentée à l'Office. L'Office conserve sa compétence sur les activités de St. Clair à l'emplacement du poste jusqu'à ce que toutes les conditions contenues dans l'ordonnance soient remplies à sa satisfaction.

Projet pipeline Vantage

Le 19 janvier 2012, l'Office a approuvé une demande concernant le projet pipeline Vantage (projet) proposé par Vantage Pipeline Canada ULC (Vantage). Le pipeline servira au transport d'éthane liquide depuis l'usine de traitement de gaz naturel de Hess Corporation près de Tioga, au Dakota du Nord, aux États-Unis, et traversera la frontière canado-américaine en Saskatchewan pour se raccorder au réseau de collecte d'éthane de l'Alberta (RCÉA) près d'Empress, dans cette province. L'éthane liquide acheminé par le pipeline sera utilisé par l'industrie pétrochimique de l'Alberta. L'Office a jugé, d'après la preuve déposée par Vantage, que l'approvisionnement intérieur en éthane de l'Alberta diminue et que cette tendance se poursuivra pendant un certain temps. Vantage a fait la preuve que l'approvisionnement futur en éthane et la capacité de traitement seront suffisants pour assurer la viabilité du projet pendant sa durée économique. La partie du projet en sol canadien consiste à construire et à exploiter un nouveau pipeline en acier à haute pression de vapeur d'environ 578,3 km de longueur et d'un diamètre extérieur de 273 mm (NPS 10) qui s'étendra d'un point sur la frontière canado-américaine, près de Beaubier, en Saskatchewan, jusqu'à son point de raccordement avec le RCÉA, près d'Empress, en Alberta. Le tracé du pipeline proposé comprend environ 573,8 km en Saskatchewan et 4,5 km en Alberta. Vantage a conçu le tracé pour que le pipeline longe des emprises pipelinières et routières existantes sur environ 503,7 km.

BC LNG Export Licence

On 2 February 2012 the Board approved an application by BC LNG Export Cooperative LLC (BC LNG) for a licence to export liquefied natural gas (LNG) from a proposed liquefaction terminal to be located on the Douglas Channel near Kitimat, British Columbia. BC LNG applied for a licence term of 20 years and a maximum annual volume of 1.8 million tonnes of LNG, which is approximately equivalent to 2.4 billion m³ or 84.5 billion cubic feet (Bcf), for a total of 36 million tonnes over a 20-year period. While originally scheduled for an oral hearing, which was postponed at the request of an intervenor (that subsequently withdrew), the proceeding became a written hearing with three intervenors supporting the application. This application, which followed the approval of the KM LNG Export License in 2011, was the second to be considered by the Board since the de-regulation of the natural gas market in 1985. In approving the application, the Board satisfied itself that the quantity of gas to be exported does not exceed the surplus remaining after allowance for reasonably foreseeable Canadian demand.

Landowner Complaint Against TransCanada PipeLines Limited

On 3 February 2012, a Member designated under section 14 of the *NEB Act* issued a decision on a complaint by the landowner of Juras Farms that TransCanada PipeLines Limited (TCPL) had failed to adequately reclaim land crossed by its pipeline near Niagara-on-the-Lake, Ontario. The land was crossed by TCPL's Niagara Line in 1990, and was subject to a two-year restoration program ending in 1992. Further reclamation activities were performed by TCPL in 2004 in response to the concerns of the previous owner of the land. TCPL carried out a number of monitoring and assessment studies since 2004. In May of 2010, the landowner informed the Board that he was the new owner of the land and asked the NEB to meet with TCPL and himself to resolve outstanding reclamation issues. Following a site visit and a further crop specialist study, the landowner filed a formal complaint in January of 2011. A soil investigation report ordered by the Board showing elevated levels of several compounds and significant soil pH differences was reviewed by all parties. The NEB directed TCPL to develop and implement a soil reclamation plan to be prepared by a mutually agreed upon independent third party consultant in consultation with the landowner for the complete removal and replacement of the soil in the affected area. The reclamation plan was approved, and its implementation will be monitored by Board staff.

Licence d'exportation à BC LNG

Le 2 février 2012, l'Office a approuvé une demande déposée par BC LNG Export Cooperative LLC (BC LNG) sollicitant une licence pour exporter du gaz naturel liquéfié (GNL) à partir d'un terminal de liquéfaction proposé devant être situé sur les rives du chenal marin de Douglas, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. La demande de BC LNG visait une licence de 20 ans pour un volume annuel maximal de 1,8 million de tonnes de GNL, soit l'équivalent de quelque 2,4 milliards de mètres cubes ou 84,5 milliards de pieds cubes, pour un total de 36 millions de tonnes sur toute la durée de la licence. Une audience orale avait été prévue à l'origine, puis avait été reportée à la demande d'un intervenant (qui s'est par la suite retiré) et a, enfin, été convertie en une audience par voie de mémoires. La demande avait reçu l'appui de trois intervenants. Cette demande, qui a fait suite à l'autorisation de l'Office concernant une licence d'exportation accordée à KM LNG en 2011, était la deuxième demande examinée par l'Office depuis la déréglementation du marché du gaz naturel en 1985. Avant d'approuver la licence, l'Office s'est assuré que la quantité de gaz à exporter n'excède pas la quantité requise pour répondre à la demande canadienne raisonnablement prévisible.

Plainte d'un propriétaire foncier contre TransCanada PipeLines Limited

Le 3 février 2012, un membre de l'Office désigné aux termes de l'article 14 de la Loi sur l'ONÉ a rendu une décision à l'égard d'une plainte déposée par le propriétaire de Juras Farms qui soutenait que TransCanada PipeLines Limited (TCPL) n'avait pas réhabilité de façon satisfaisante un terrain traversé par son pipeline près de Niagara-on-the-Lake, en Ontario. Le terrain avait été traversé par la canalisation Niagara de TCPL en 1990, et était couvert par un programme de réhabilitation initial qui prenait fin en 1992. TCPL avait mené d'autres activités de remise en état en 2004 en réponse à des préoccupations exprimées par l'ancien propriétaire du terrain. Depuis, TCPL avait réalisé de nombreuses opérations de surveillance et études d'évaluation. En mai 2010, le propriétaire foncier a informé l'Office qu'il était le nouveau propriétaire du terrain et a demandé à ce que l'Office le rencontre et rencontre TCPL pour résoudre les questions de remise en état toujours en suspend. Au terme d'une visite sur les lieux et d'une autre étude réalisée par un spécialiste des cultures, le propriétaire foncier a déposé une plainte officielle en janvier 2011. L'étude de sol ordonnée par l'Office a révélé la présence de niveaux élevés de plusieurs composés, ainsi que des écarts considérables dans le pH du sol. Cette étude a été remise aux parties aux fins d'examen. L'Office a ordonné à TCPL d'élaborer et de mettre en application un plan de réhabilitation des sols devant être préparé par un expert-conseil indépendant choisi par les deux parties, après consultation avec le propriétaire foncier, pour l'enlèvement complet et le remplacement du sol à l'endroit concerné. Le personnel de l'Office a approuvé le plan de réhabilitation et surveillera sa mise en œuvre.

Southern Lights Pipeline Tolls

On 9 February 2012 the NEB approved NEB Tariff No. 1 (Tariff 1) and NEB Tariff No. 2 (Tariff 2) for service on the Southern Lights Pipeline filed by Enbridge Southern Lights GP Inc. (ESL), and accordingly denied the relief requested by Imperial Oil Limited (Imperial). On 31 May 2010, ESL submitted Tariff 1 (governing rules and regulations) and Tariff 2 (governing tolls) to the Board. On 10 September 2010, Imperial filed a complaint regarding the Tariffs. The Board then established the RH-1-2011 public hearing to examine the Tariffs. Taking into account all the evidence submitted during the hearing, the Board found that the tolls as per the tariff filings are just and reasonable and not unjustly discriminatory or an impediment to access service on the pipeline. The Board noted that it has an ongoing obligation to make sure that tolls are just and reasonable throughout the life of a pipeline. The Board also noted that it has a role to play in providing stakeholders with regulatory certainty with respect to toll design when such was the basis for the investment, and that regulatory certainty is an important factor in the Board's decision-making processes.

Northwest Mainline Expansion Project

On 28 February 2012 the NEB approved the Northwest Mainline Expansion Project submitted by NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL). The project includes the construction and operation of three new natural gas pipeline loops totaling 111.2 kilometres (km) in northeast British Columbia and northwest Alberta. The pipeline loops would be alongside existing rights-of-way (RoW) and will link natural gas supplies from the Upper Peace River area to markets in Canada and the United States. The Board accepted NGTL's submission that there is adequate market demand for the gas to be transported by the project. The NEB's approval was contingent on conditions that NGTL must meet with respect to pipeline integrity, the protection of the environment, the protection and monitoring of caribou habitat, and matters of public and Aboriginal consultation. A two-day public hearing was held in Fort Nelson, British Columbia in November of 2011.

Droits du pipeline Southern Lights

Le 9 février 2012, l'Office a approuvé le Tarif ONÉ n° 1 (Tarif n° 1) et le Tarif ONÉ n° 2 (Tarif n° 2) pour le service de transport sur le pipeline Southern Lights déposés par Enbridge Southern Lights GP Inc. (ESL) et, par conséquent, a rejeté la demande de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée (L'Impériale). Le 31 mai 2010, ESL avait soumis à l'Office le Tarif n° 1 (règlements tarifaires) et le Tarif n° 2 (droit de transport), puis, le 10 septembre de la même année, L'Impériale avait déposé une plainte relativement aux tarifs. L'Office a ensuite tenu l'audience publique RH 1 2011 pour examiner les tarifs. Après avoir pris connaissance de l'ensemble de la preuve présentée durant l'audience, l'Office a jugé que les droits présentés dans les documents déposés étaient justes et raisonnables, qu'ils ne constituaient pas une distinction injuste et qu'ils ne restreignaient pas l'accès au pipeline. L'Office a l'obligation de s'assurer que les droits perçus par une société pipelinière demeurent justes et raisonnables pendant toute la durée de vie du pipeline. Il a également souligné qu'il devait favoriser la certitude de la réglementation aux yeux des parties prenantes en ce qui a trait à la conception des droits, quand celle-ci était à l'origine de l'investissement, et que cette certitude représente un facteur important dans son processus décisionnel.

Projet d'agrandissement de la canalisation principale du Nord-Ouest

Le 28 février 2012, l'Office a approuvé la demande présentée par NOVA Gas Transmission Ltd (NGTL) concernant le projet d'agrandissement de la canalisation principale du Nord-Ouest. Le projet vise la construction et l'exploitation de trois nouveaux doubléments de gazoducs d'une longueur totale de 111,2 kilomètres (km) dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Les doubléments longeraient des emprises pipelinières existantes et permettraient d'approvisionner des marchés du Canada et des États-Unis à partir de la région du cours supérieur de la rivière de la Paix. L'Office a accepté l'argument de NGTL selon lequel il y avait une demande suffisante sur les marchés pour absorber le gaz qui serait transporté par le projet. L'Office a approuvé le projet sous réserve de certaines conditions que NGTL doit remplir. Ces conditions concernent l'intégrité du pipeline, la protection de l'environnement, la protection et la surveillance de l'habitat du caribou ainsi que la consultation du grand public et des Autochtones. L'Office a tenu une audience publique de deux jours à Fort Nelson, en Colombie-Britannique, au mois de novembre 2011.

Leismer to Kettle River Crossover Project

On 21 June 2012 the NEB approved an application for the Leismer to Kettle River Crossover submitted by NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), with reasons for its decision to follow. The project, located about 90 kilometres south of Fort McMurray, Alberta, consisting of approximately 77 kilometres of new pipeline and related facilities, of which about 29 kilometres are contiguous with existing pipeline right-of-way.

During the oral public hearing held in Fort McMurray, the main concerns focused on Aboriginal and environmental issues. The panel also heard evidence dealing with other issues such as the need for and the economic feasibility of the proposed facilities and the suitability of the facilities design. This approval was conditional upon NGTL being able to demonstrate that all 22 conditions imposed by the Board have been met. These conditions included mitigation requirements for the protection of the environment and additional requirements specifically for the protection of caribou. The sweet gas pipeline has been designed for an initial capacity of approximately 27.5 million m³ (972 MMcf/d) and is scheduled to be in operation around April 2013.

Enbridge Line 9 Reversal Phase 1

On 27 July 2012 the NEB approved an application by Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) to reverse the flow on a segment of its Line 9 pipeline (the project), subject to certain conditions. Enbridge applied to reverse approximately 194 kilometres of Line 9 between the Sarnia Terminal (at Sarnia, Ontario) and the North Westover Pump Station (near Hamilton, Ontario) to flow in an eastward direction. The project involves infrastructure additions and modifications at four existing sites along the pipeline segment. The Board undertook a public hearing process, the oral portion of which took place in London, Ontario. During the public hearing process, the Board heard concerns from parties regarding the integrity of the pipeline and impacts resulting from any possible accidents or malfunctions. The Board's approval imposed 15 conditions on Enbridge, mainly to address issues related to pipeline integrity.

Projet de pipeline de croisement de Leismer à Kettle River

Le 21 juin 2012, l'Office a approuvé la demande présentée par NOVA Gas Transmission Ltd. relativement aux pipelines de croisement de Leismer à Kettle River, avec motifs à suivre. Le projet, situé à environ 90 km au sud de Fort McMurray, en Alberta, consiste à construire un nouveau gazoduc d'environ 77 km de longueur et les installations connexes, dont un tronçon d'environ 29 km contigu à une emprise de canalisation existante.

Les principales préoccupations exprimées lors de l'audience publique orale qui s'est déroulée à Fort McMurray concernaient les questions autochtones et environnementales. Le comité a aussi pris connaissance de la preuve traitant d'autres questions, notamment la nécessité du projet, la faisabilité économique des installations proposées et le caractère approprié de la conception de celles-ci. L'approbation dépendait de la capacité de NGTL à faire la démonstration qu'elle a respecté chacune des 22 conditions imposées par l'Office. Parmi ces conditions se trouvent des mesures d'atténuation pour protéger l'environnement et des exigences supplémentaires visant tout particulièrement la protection du caribou. La capacité initiale du gazoduc, dont l'entrée en service est prévue autour du mois d'avril 2013, est d'environ 27,5 millions de mètres cubes (972 millions de pieds cubes par jour) de gaz non corrosif.

Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge

Le 27 juillet 2012, l'Office a approuvé la demande présentée par Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) visant à inverser le sens d'écoulement sur un tronçon de la canalisation 9 (projet), sous réserve de certaines conditions. Enbridge a déposé une demande sollicitant l'autorisation d'inverser le sens d'écoulement, d'ouest en est, d'un tronçon d'environ 194 km de longueur de la canalisation 9 situé entre le terminal de Sarnia, en Ontario, et la station de pompage North Westover, près de Hamilton, dans la même province. Le projet comprend des ajouts et des modifications aux infrastructures de quatre sites existants sur ce tronçon. L'Office a instauré un processus d'audience publique dont le volet oral s'est déroulé à London, en Ontario. Ce processus a permis à l'Office d'examiner les préoccupations des parties à l'égard de l'intégrité du pipeline et des répercussions que pourrait avoir un accident ou une défaillance. L'autorisation de l'Office imposait quinze conditions à Enbridge, la plupart liées à l'intégrité du pipeline.

Legislated Time Limits for Major Applications

With the passing of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*, time limits have been introduced for major project applications that come before the Board. These time limits cannot exceed 15 months in total for any applications under section 52, 58, or 58.16 of the NEB Act. Time limits for these types of applications are made public, and the clock starts when an application is determined by the Board to be complete. For applications requiring a certificate from the GiC, three additional months are allotted for the GiC to make a decision.

As a result of time limits jointly established by the Minister of the Environment and the NEB, the environmental assessment and recommendation report of the Joint Review Panel for the Enbridge Northern Gateway Project is to be submitted to the Minister of Natural Resources no later than 31 December 2013.

The NEB's Chair and CEO has also established standard time limits for certain future project applications affected by the changes to the NEB Act in order to provide even greater clarity and certainty to both applicants and the public. All applications filed with the Board since 6 July 2012 have met or are on track to meeting legislated time limits. The Board remains committed to timely consideration of all applications.

CEAA 2012 — Changes to Environmental Assessments (EA)

The NEB assesses and considers environmental impacts of all facility projects, as well as seismic and drilling applications. The proposed location and type of project determines which environmental assessment processes are used when conducting the assessment. An EA may also be required by one or more of the following: the NEB Act, the CEAA 2012, the MVRMA, the *Inuvialuit Final Agreement* or the *Nunavut Land Claims Agreement*.

For projects designated under CEAA 2012, the NEB will conduct an environmental assessment pursuant to that Act. For projects not designated under CEAA 2012, the NEB will continue to conduct an environmental assessment as a part of our public interest mandate under the NEB Act. CEAA 2012 allows the Board to continue to undertake high-quality EAs, while reducing unnecessary duplication in processes.

Federal departments may choose to participate in NEB public hearings for major pipeline projects as government participants or intervenors. For projects designated under CEAA 2012, the NEB may also request a Federal Authority, such as the Department of Fisheries and Oceans or Environment Canada, to provide expert advice during an EA.

Changes to Navigable Waters and Fisheries Act

As a result of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*, amendments to the NEB Act and the COGO Act, once in effect, will give the NEB responsibilities for the oversight of pipeline and international power line crossings of navigable waters. As well, changes to the *Fisheries Act* will allow for delegation of fisheries responsibilities to the NEB through the development of Regulations. The changes are expected to come into effect in the summer 2013.

NEB Service Standards and Results in 2012

Service standards are an essential tool in today's results-based management environment. The NEB has its own internal service standards for many regulatory functions and services. The Board communicates the expected timeline in which an application or request will be processed, having due regard to the assessment it must carry out to fulfill the NEB's mandate as stipulated in the legislation.

The following tables 6, 7 and 8 list the overall NEB service standards and results, as well as the standards and results for electricity export applications and section 58 applications in 2012.



Normes de service et résultats de l'Office en 2012

Dans le contexte actuel de la gestion axée sur les résultats, les normes de service constituent un outil indispensable. L'Office possède ses propres normes de service internes qui couvrent une foule de fonctions et de services au titre de la réglementation. Il fait connaître les délais de traitement prévus pour une demande d'autorisation ou une requête, eu égard à l'évaluation qu'il doit réaliser pour remplir le mandat qui lui est conféré par la loi.

Les tableaux 6, 7 et 8 ci-après renferment les normes de service de l'Office et les résultats obtenus en 2012, ainsi que les normes et les résultats obtenus en ce qui concerne les demandes d'exportation d'électricité et celles présentées au titre de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ.



Délais prescrits par la loi pour l'examen des demandes d'envergure

La *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* fixe maintenant des délais précis à l'Office pour examiner les projets d'envergure qui lui sont soumis. Ces délais ne peuvent pas excéder 15 mois du début à la fin du processus pour les demandes présentées en vertu des articles 52, 58, ou 58.16 de la Loi sur l'ONÉ. Les délais fixés sont rendus publics, et le temps commence à compter lorsque l'Office juge que la demande est complète. Pour ce qui est des demandes exigeant la délivrance d'un certificat, le gouverneur en conseil a trois mois supplémentaires pour rendre sa décision.

Par suite de l'échéancier fixé conjointement par le ministre de l'Environnement et l'Office, la commission d'examen conjoint créée pour le projet Enbridge Northern Gateway devra remettre son rapport au ministre des Ressources naturelles, y compris son évaluation environnementale et sa recommandation, au plus tard le 31 décembre 2013.

Le président et premier dirigeant de l'Office a aussi fixé des délais standards pour certaines demandes touchant des projets futurs visés par les modifications apportées à la Loi sur l'ONÉ afin d'assurer une plus grande clarté et une plus grande certitude pour les demandeurs et la population. Toutes les demandes déposées auprès de l'Office depuis le 6 juillet 2012 ont respecté ou sont en voie de respecter les délais prescrits dans la loi. L'Office entend examiner toutes les demandes dans les délais impartis.

LCÉE (2012) — Modifications aux évaluations environnementales

L'Office évalue et prend en considération les effets environnementaux de tous les projets d'installations ainsi que des demandes de relevés sismiques et de forage. L'emplacement proposé pour le projet et le type de projet déterminent le processus d'évaluation environnementale retenu. Les lois ci-après peuvent, individuellement ou collectivement, exiger une évaluation environnementale : la Loi sur l'ONÉ, la LCÉE (2012), la LGRVM, la *Convention définitive des Inuvialuit* ou l'*Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*.

Pour les projets désignés en vertu de la LCÉE (2012), l'Office réalisera une évaluation environnementale en conformité avec cette loi. Dans les autres cas, il continuera de mener ces évaluations dans le cadre du mandat qui lui a été conféré par sa loi constitutive en ce qui a trait à l'intérêt public. La LCÉE (2012) permet à l'Office de continuer à réaliser des évaluations environnementales de haute qualité tout en réduisant les doubles emplois dans le processus.

Les ministères fédéraux peuvent participer aux audiences publiques de l'Office portant sur les projets pipeliniers d'envergure à titre de participant du gouvernement ou d'intervenant. Dans le cas des projets désignés en vertu de la LCÉE (2012), l'Office peut aussi demander à une autorité fédérale, par exemple Pêches et Océans Canada ou Environnement Canada, de fournir des conseils d'experts durant le processus.

Modifications à la Loi sur la protection des eaux navigables et à la Loi sur les pêches

La *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* a modifié la Loi sur l'ONÉ et la LOPC de telle manière que, quand ces changements seront en vigueur, l'Office assurera la surveillance des croisements des eaux navigables par les pipelines et les lignes internationales de transport d'électricité. De plus, des modifications apportées à la *Loi sur les pêches* autoriseront la délégation à l'Office des pouvoirs en matière de pêche, par voie d'un règlement encore à rédiger. Ces modifications devraient entrer en vigueur à l'été 2013.

Table 6 - NEB Service Standards and Results in 2012

Task	Service Standard	No. of Applications or Requests	Results
Release of Hearing Decisions	80% of Hearing Decisions completed within 12 weeks following a public hearing	8	100%
COGO Act Applications to drill a well	Decision rendered within 21 calendar days of the receipt of a complete application	0	NA
COGO Act Applications to alter the condition of a well	Decision rendered within 21 calendar days of the receipt of a complete application	5	100%
COGO Act Geological and Geophysical Applications	Decision rendered within 30 calendar days of the receipt of a complete application	3	100%
Authorization for export of crude oil and/or petroleum products	Two working days (Short-term orders only. Long-term licences were subject to a full hearing process)	26	100%
Authorization for export and import of natural gas	Two working days (Short-term orders only. Long term licences were subject to a full hearing process)	217	100%
Authorization for export of NGLs	Two working days (Short-term orders only. Long term licences were subject to a full hearing process)	13	100%
CPR Act Applications	80% of decisions rendered within 90 calendar days from the receipt of a complete application	0	NA
Landowner Complaint Process	100% of requests responded to within 10 calendar days	6	100%
Financial Audits	80% of draft audit reports will be sent to the company within eight weeks of field work completion	1	100%

Table 7 - Service Standards and Results for Electricity Export Applications in 2012

Category	Category Description	Service Standard	No. of Applications	Results
A	Minor complexity of issues	80% of decisions released within 40 calendar days following the completion of the Notice of Application period	10	90%
B	Moderate complexity of issues	80% of decisions released within 90 calendar days following the completion of the Notice of Application period	2	50%
C	Major complexity of issues	No service standard	NA	NA

Table 8 - Service Standards and Results for Section 58 Applications in 2012

Category	Category Description	Service Standard	No. of Applications	Results
A	Minor complexity of issues with no third party interest	80% completed within 40 calendar days of the receipt of a complete application	2	100%
B	Moderate complexity of issues with possible third party interest	80% completed within 90 calendar days of the receipt of a complete application	16	100%
C	Major complexity of issues with likely third party interest	80% completed within 120 calendar days of the receipt of a complete application	9	100%

Tableau 6 - Normes de service et résultats de l'Office en 2012

Tâche	Norme de service	Nbre de demandes ou de requêtes	Résultats
Diffusion des décisions faisant suite à une audience	80 % des décisions rendues dans les 12 semaines suivant l'audience publique	8	100 %
Demande de forage aux termes de la LOPC	Décision rendue dans les 21 jours civils suivant la réception de la demande complète	0	s.o.
Demande de modification des conditions de forage aux termes de la LOPC	Décision rendue dans les 21 jours civils suivant la réception de la demande complète	5	100 %
Demande visant des activités géologiques et géophysiques aux termes de la LOPC	Décision rendue dans les 30 jours civils suivant la réception de la demande complète	3	100 %
Autorisation pour l'exportation de pétrole brut ou de produits pétroliers	Deux jours ouvrables (Ordonnances à court terme seulement; les demandes de licences à long terme sont soumises à un processus d'audience complet.)	26	100 %
Autorisation pour l'exportation ou l'importation de gaz naturel	Deux jours ouvrables (Ordonnances à court terme seulement; les demandes de licences à long terme sont soumises à un processus d'audience complet.)	217	100 %
Autorisation pour l'exportation de LGN	Deux jours ouvrables (Ordonnances à court terme seulement; les demandes de licences à long terme sont soumises à un processus d'audience complet.)	13	100 %
Demandes aux termes de la LFH	80 % des décisions rendues dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande complète	0	s.o.
Traitement des plaintes des propriétaires fonciers	Réponse à la totalité des demandes dans les 10 jours civils	6	100 %
Audits financiers	80 % des ébauches de rapport de vérification envoyées à la société dans les huit semaines suivant l'achèvement des travaux sur le terrain	1	100 %

Tableau 7 - Normes de service et résultats visant les demandes de permis d'exportation d'électricité en 2012

Catégorie	Description de la catégorie	Norme de service	Nbre de demandes	Résultats
A	Complexité des enjeux faible	80 % des décisions diffusées dans un délai de 40 jours civils après la période prévue pour la parution de l'avis de demande	10	90 %
B	Complexité des enjeux modérée	80 % des décisions diffusées dans un délai de 90 jours civils après la période prévue pour la parution de l'avis de demande	2	50 %
C	Complexité des enjeux élevée	Aucune norme de service	s.o.	s.o.

Tableau 8 - Normes de service et résultats visant les demandes aux termes de l'article 58 en 2012

Catégorie	Description de la catégorie	Norme de service	Nbre de demandes	Résultats
A	Complexité des enjeux faible sans intérêt de tiers	80 % des demandes réglées dans les 40 jours civils suivant la réception de la demande complète	2	100 %
B	Complexité des enjeux moyenne avec intérêt possible de tiers	80 % des demandes réglées dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande complète	16	100 %
C	Complexité des enjeux élevée avec intérêt probable de tiers	80 % des demandes réglées dans les 120 jours civils suivant la réception de la demande complète	9	100 %

Energy Markets in 2012

The NEB provides Canadians with neutral, independent, fact-based energy information. As part of its regulatory mandate, the NEB monitors Canadian supply and demand of all energy commodities including oil, natural gas, natural gas liquids and electricity. The NEB also reports on specific energy issues, holds public inquiries where appropriate, and monitors current and future supplies of Canada's major energy commodities.

Les marchés de l'énergie en 2012

L'Office fournit à la population canadienne une information neutre, indépendante et factuelle sur le secteur énergétique. Dans le cadre de son mandat de réglementation, il surveille l'offre et la demande de tous les produits énergétiques, notamment le pétrole, le gaz naturel, les LGN et l'électricité. Il tient également le public informé de certains enjeux liés à l'énergie, mène des enquêtes publiques au besoin et surveille les approvisionnements, actuels et futurs, des principaux produits énergétiques du Canada.





In 2012, the American benchmark West Texas Intermediate (WTI) price of crude oil averaged approximately US\$94 per barrel. Brent, the leading global price benchmark, averaged approximately US\$112 per barrel. Western Canadian Select (WCS), a blend of Canadian heavy and bitumen crude oils with sweet synthetic and condensates, averaged approximately \$73 per barrel. Edmonton Par (a light crude oil similar in quality to WTI) averaged approximately \$86 per barrel. The prices for WCS and Edmonton Par crude oils are primarily based in the U.S. upper Midwest market, adjusted for quality and transportation costs from one of the two major Alberta hubs, Hardisty or Edmonton.

Historically, the WTI-Brent differential was mainly a consequence of differences in transportation and crude oil quality. In January 2011, the WTI-Brent differential began to widen and by 2012, it averaged approximately US\$18 per barrel. This was primarily due to significant supply growth in western Canada and the U.S. midcontinent, coupled with a pipeline system essentially operating at capacity. As a consequence, there were considerable constraints to move crude oil through Cushing, Oklahoma, the pricing point for WTI.

In addition, supply uncertainty caused mainly by geopolitical issues in the Middle East drove WTI oil prices to US\$106 per barrel in the spring of 2012. As the year progressed, concerns about the state of the global economy, influenced by Europe's weak economic recovery, reduced the WTI price of oil to approximately US\$82 per barrel.

En 2012, le prix de référence américain pour le pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) s'est situé, en moyenne, à 94 \$US le baril. Pendant ce temps, le Brent, principal prix repère mondial, s'établissait, en moyenne à 112 \$US le baril. Le prix du Western Canadian Select (WCS), composé de pétrole brut lourd et de pétrole de bitume renfermant du pétrole synthétique et des condensats, s'est établi, en moyenne, à 73 \$ le baril. Quant à l'Edmonton Par (un pétrole brut léger de qualité comparable à celle du WTI), son prix a été, en moyenne, de 86 \$ le baril. Les prix pour les pétroles bruts WCS et Edmonton Par dépendent surtout de ceux pratiqués sur le marché du Midwest américain, partie septentrionale. Ils sont redressés afin de tenir compte de la qualité et des coûts de transport à partir de Hardisty ou d'Edmonton, les deux grands carrefours albertains.

Traditionnellement, l'écart de prix entre le WTI et le Brent résulte des écarts dans les coûts de transport et la qualité du pétrole. En janvier 2011, cet écart s'est creusé pour atteindre, en 2012, environ 18 \$US le baril en moyenne. Ce phénomène s'explique principalement par une croissance marquée de l'offre dans l'Ouest canadien et le Centre des États-Unis et par le fonctionnement pour ainsi dire à pleine capacité du réseau pipelinier. Cela a eu comme conséquence de restreindre considérablement le transport du pétrole à Cushing, en Oklahoma, lieu d'établissement du prix pour le pétrole WTI.

De plus, l'incertitude entourant l'approvisionnement causée surtout par les problèmes géopolitiques au Proche-Orient a relevé les prix du pétrole WTI jusqu'à 106 \$US le baril au printemps 2012. Au fil des mois, miné par la situation économique mondiale sous l'influence de la faible reprise de l'économie en Europe, le prix du pétrole WTI a reculé pour atteindre environ 82 \$US le baril.



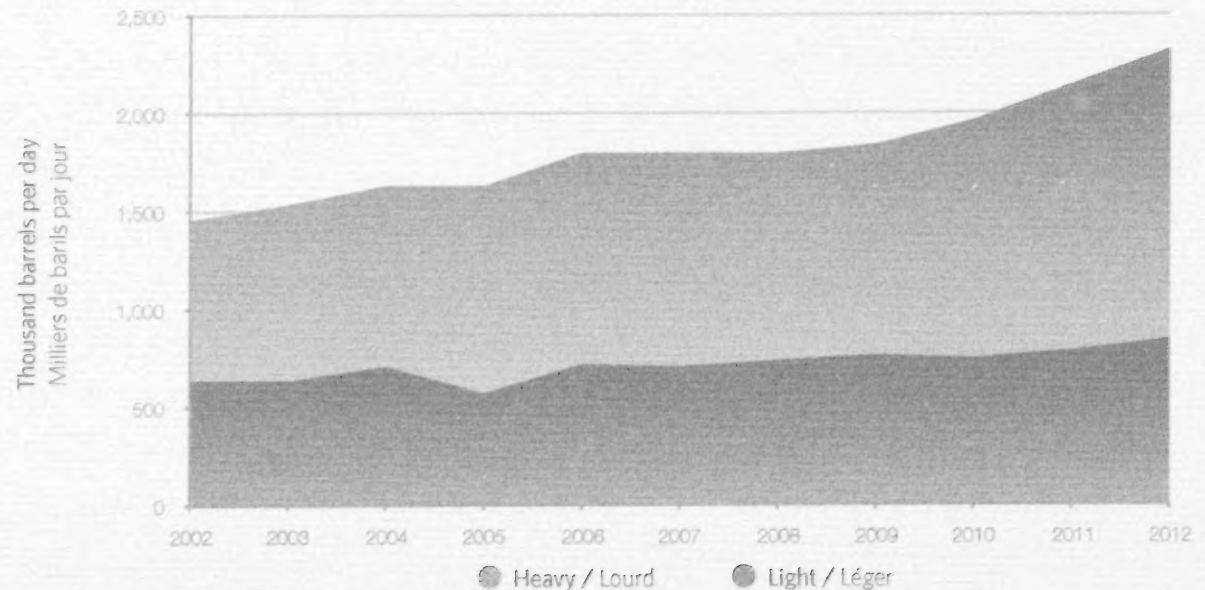
The decrease in WTI prices has affected other grades of oil including WCS and Edmonton Par. In 2012, the WTI-WCS differential averaged approximately \$21 per barrel. Similarly, the WTI-Edmonton Par differential averaged approximately \$8 per barrel.

Canada is a net crude oil exporter and the number one supplier of crude oil to the U.S. As seen in Figure 9, in 2012, total Canadian crude exports averaged approximately 2.3 MMB/d, which is a year-on-year increase of roughly eight per cent. In 2012, the total value of crude oil exports and imports is estimated at approximately C\$70.7 billion and C\$28.1 billion, respectively. Based on imports of 700 hundred thousand barrels of oil per day, it is estimated that if Edmonton Par crude oil were used, instead of the higher priced Brent crude, the total costs of imports in 2012 would have been lower by C\$6.6 billion.

Le repli des prix du pétrole WTI s'est répercuté sur les prix des autres qualités de pétrole, dont le WCS et l'Edmonton Par. En 2012, l'écart moyen entre les prix du WTI et du WCS s'est situé à environ 21 \$ le baril. De même, l'écart entre les prix du WTI et de l'Edmonton Par s'est situé, en moyenne, à 8 \$ le baril environ.

Le Canada est un exportateur net de pétrole brut et le principal fournisseur de ce produit aux États-Unis. Comme l'indique la figure 9, les exportations canadiennes de pétrole brut ont totalisé environ 2,3 millions de barils par jour en 2012, une hausse d'à peu près 8 % par rapport à l'année précédente. Toujours en 2012, la valeur totale des exportations et des importations de pétrole brut s'est élevée respectivement à environ 70,7 et 28,1 milliards de dollars canadiens. Partant d'une hypothèse de 700 000 barils de pétrole brut par jour, on estime que, si l'on avait utilisé du pétrole brut Edmonton Par plutôt que du pétrole Brent plus coûteux, le coût total des importations en 2012 aurait été inférieur de 6,6 milliards de dollars canadiens.

Figure 9 — Total Crude Oil Exports / Exportations totales de pétrole brut



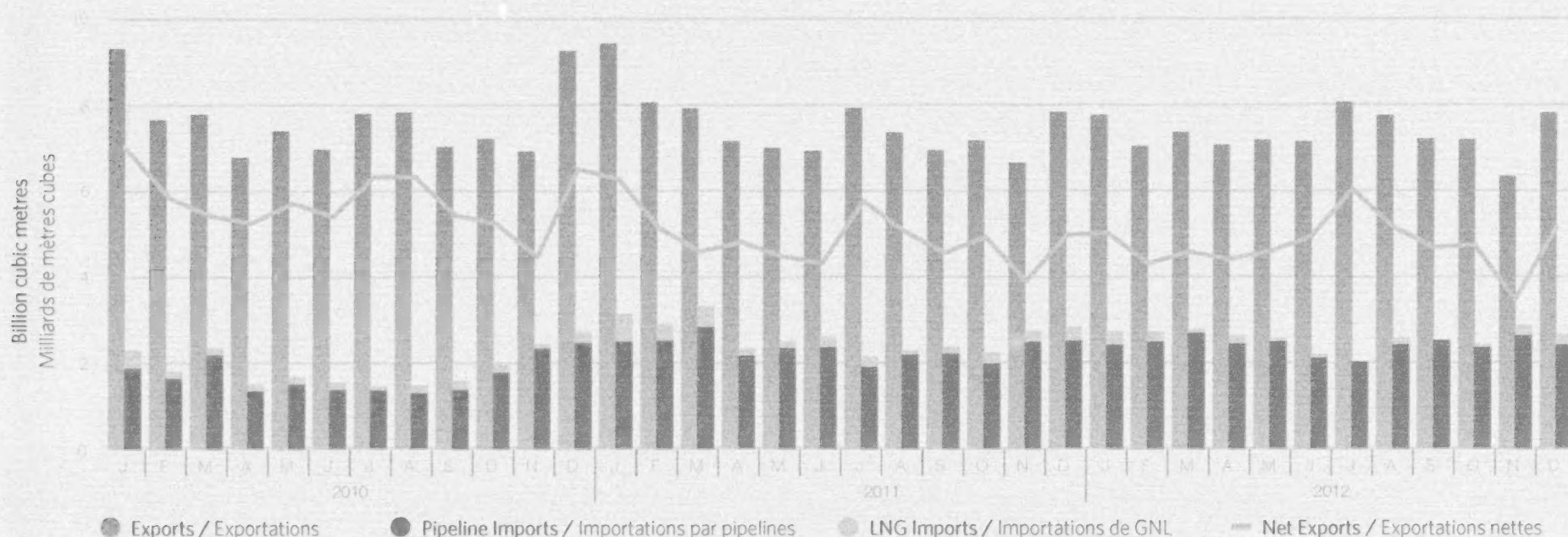
Natural gas prices (NYMEX) averaged US\$2.79/MMBtu in 2012, 31 per cent below 2011 (US\$4.04/MMBtu). Natural gas in 2012 traded in a range of US\$2.04/MMBtu to US\$3.70/MMBtu. In 2012, gas prices continued to be influenced by the increased availability of gas from unconventional sources, notably shale gas, as well as storage inventories and above average weather patterns.

Canadian natural gas production averaged 396.6 10⁶m³/d (14.0 Bcf/d), a five per cent decrease from 2011 production of 416.4 10⁶m³/d (14.7 Bcf/d). In 2012, natural gas exports averaged 243.6 10⁶m³/d (8.6 Bcf/d), one per cent below 2011 exports of 246.5 10⁶m³/d (8.7 Bcf/d). In 2012, pipeline imports averaged 79.3 10⁶m³/d (2.8 Bcf/d), slightly higher than 2011 imports of 76.5 10⁶m³/d (2.7 Bcf/d). Liquefied natural gas (LNG) imports averaged 4.8 10⁶m³/d (0.17 Bcf/d), 47 per cent below 2011 imports of 9.1 10⁶m³/d (0.32 Bcf/d) (Figure 10). The estimated value of net gas exports for 2012 is C\$5.14 billion, a 38 per cent drop compared to 2011, resulting from significantly lower natural gas prices and somewhat increased imports.

Les prix du gaz naturel (NYMEX) ont été, en moyenne, de 2,79 \$US par million de BTU (MBTU) en 2012, en baisse de 31 % par rapport à l'année précédente (4,04 \$US/MBTU). En 2012, le prix du gaz naturel a fluctué à l'intérieur d'une fourchette de 2,04 \$US/MBTU à 3,70 \$US/MBTU. Durant la période, l'augmentation de l'offre de gaz provenant de ressources non classiques, principalement le gaz de schiste, l'accroissement des stocks et des conditions météorologiques clémentes ont continué d'influer sur les prix du gaz.

La production canadienne de gaz naturel s'est élevée, en moyenne, à 396,6 millions de mètres cubes par jour (Mm³/j) (14,0 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j)), un recul de 5 % par rapport à la production de 416,4 Mm³/j (14,7 Gpi³/j) enregistrée en 2011. Les exportations de gaz naturel en 2012 ont été, en moyenne, de 243,6 Mm³/j (8,6 Gpi³/j), soit une baisse de 1 % par rapport aux exportations de 2011 qui totalisaient 246,5 Mm³/j (8,7 Gpi³/j). Les importations par pipeline ont été en moyenne de 79,3 Mm³/j (2,8 Gpi³/j), une faible hausse par rapport aux 76,5 Mm³/j (2,7 Gpi³/j) importés l'année précédente. Les importations de GNL se sont chiffrées en moyenne à 4,8 Mm³/j (0,17 Gpi³/j), une régression de 47 % par rapport aux importations de 9,1 Mm³/j (0,32 Gpi³/j) enregistrées en 2011 (figure 10). La valeur estimative des exportations nettes de gaz s'établissait à 5,14 milliards de dollars canadiens, un repli de 38 % comparativement à 2011. Ce résultat est attribuable à des prix beaucoup plus bas et à un certain accroissement des importations.

Figure 10 — Monthly Natural Gas Exports and Imports
Exportations et importations mensuelles de gaz naturel



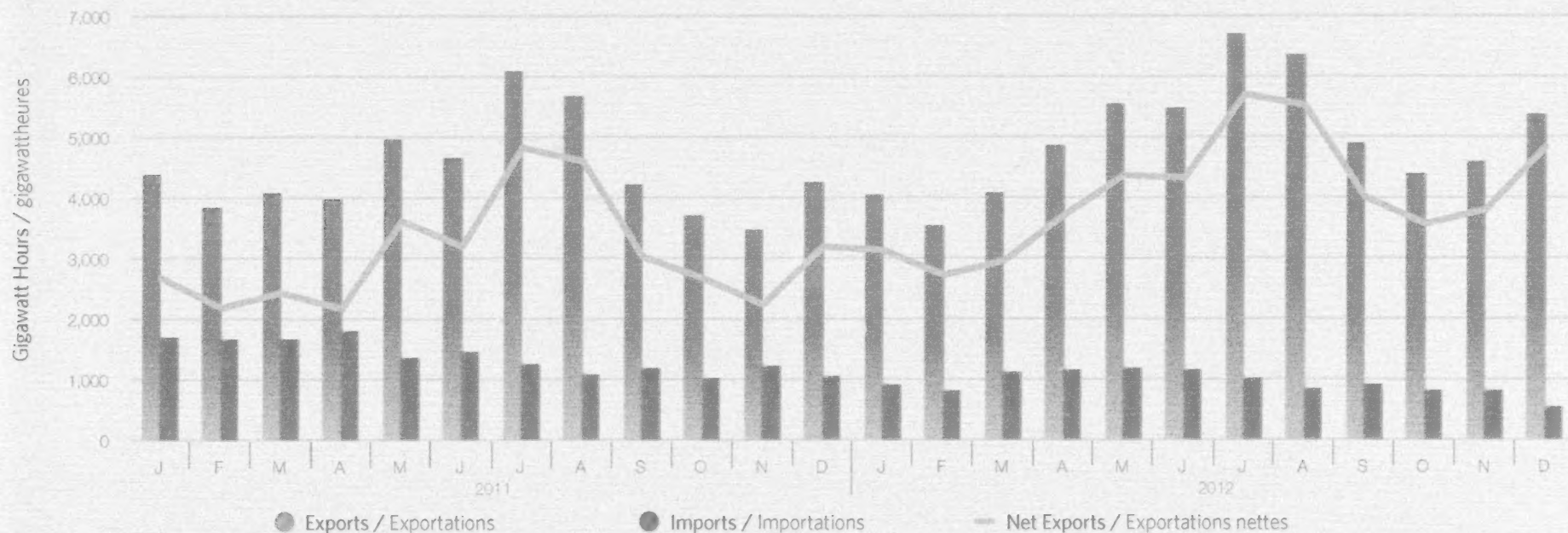
In 2012, net exports of electricity increased by 32 per cent from 2011 levels as seen in Figure 11. Exports rose by 13 per cent, but the growth in net exports is mostly attributable to the 32 per cent drop in imports. The largest declines in imports were observed in British Columbia, where high water levels increased the availability of hydroelectric supply, and Ontario, which has experienced periods of surplus baseload generation over the past few years. Total exports in 2012 were about 59 TWh, worth approximately \$2 billion. Despite rising exports, revenues from exports fell slightly in comparison to 2011. Imports in 2012 were about 11 TWh, purchased for about C\$209 million.

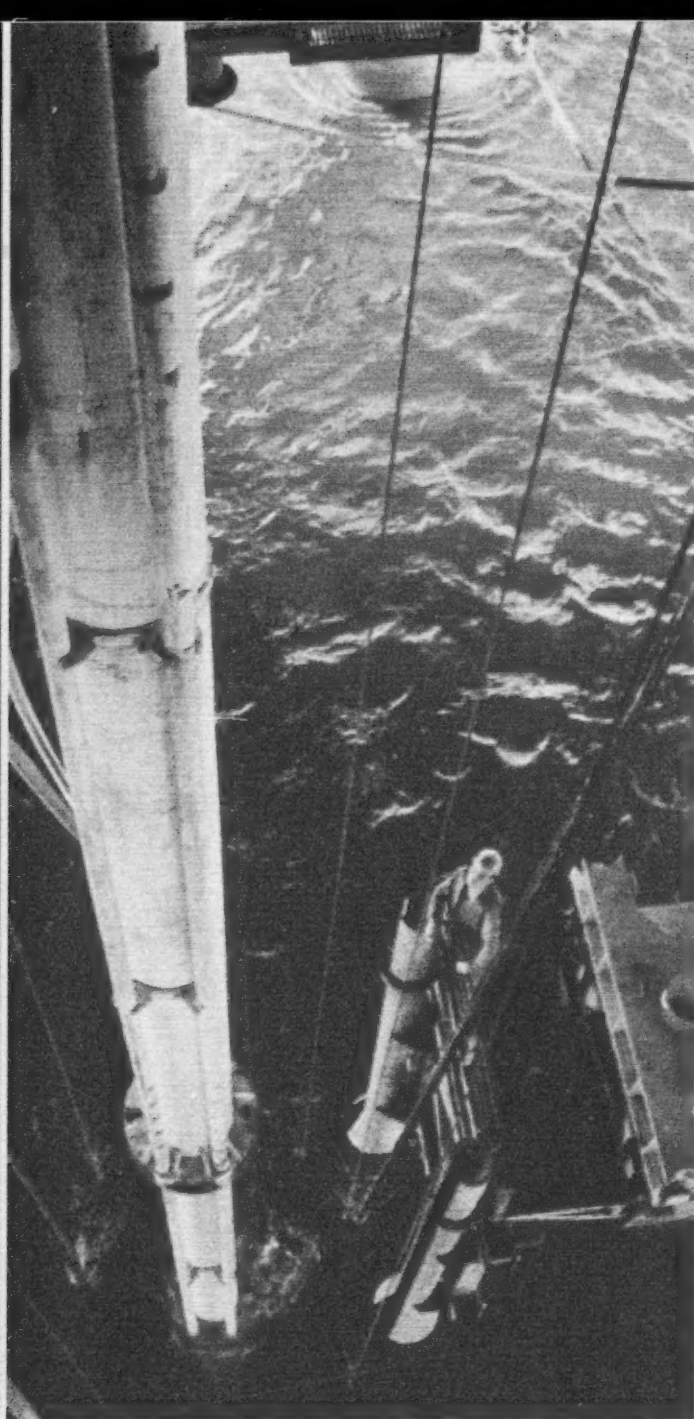
Electricity prices vary across Canada, largely due to the cost of resources available to generate electricity. Prices are lowest in the provinces dominated by hydro generation (e.g., Quebec, Manitoba and British Columbia) and higher in provinces with mainly thermal generation, including nuclear power (e.g., Nova Scotia, Ontario, Alberta). In 2012, average prices in most North American wholesale power markets dropped to a five-year low which led to the decline in export revenues.

En 2012, les exportations nettes d'électricité ont augmenté de 32 % par rapport à 2011, comme l'indique la figure 11. Malgré une hausse des exportations de 13 %, l'essentiel de la croissance des exportations nettes provient d'une diminution de 32 % des importations. Les plus fortes baisses dans les importations ont été observées en Colombie-Britannique, où les niveaux élevés des cours d'eau ont entraîné une hausse de la production d'électricité, et en Ontario, qui a eu des périodes de surplus de production par rapport aux quelques années précédentes. Durant l'année, les exportations totales se sont élevées à environ 59 térawattheures (TWh), pour une valeur d'environ 2 milliards de dollars. Malgré une hausse des exportations, les revenus générés ont légèrement diminué par rapport à 2011. Au cours de 2012, les importations ont totalisé environ 11 TWh, pour un montant de 209 millions de dollars canadiens.

Les prix de l'électricité varient selon les régions au Canada, en grande partie d'après les coûts des ressources disponibles pour produire cette électricité. C'est dans les provinces où la production hydroélectrique est la plus élevée (comme le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique) que les prix sont les plus bas et, à l'opposé, dans celles qui comptent principalement sur la production thermique, y compris l'énergie nucléaire (comme la Nouvelle-Écosse, l'Ontario et l'Alberta) qu'ils sont les plus élevés. En 2012, les prix moyens sur la plupart des marchés de gros en Amérique du Nord ont baissé pour atteindre un creux de cinq ans, ce qui a entraîné une baisse des recettes tirées des exportations.

Figure 11 — Monthly Canadian Electricity Exports and Imports
Exportations et importations mensuelles d'électricité





Changes to Part VI of the NEB Act Exports and Imports

The *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* amended Part VI (Exports and Imports) of the NEB Act streamlining the NEB's review of oil, gas and electricity export and gas import applications.

Hearings for export and import licences are no longer mandatory under section 118 of the NEB Act. For oil and gas exports, the NEB Act's criteria focuses assessment of licence applications on ensuring the quantity of oil or gas to be exported does not exceed the surplus remaining after due allowance has been made for the reasonably foreseeable Canadian requirements. For electricity, the amendments to the NEB Act mean that the criteria to consider electricity export licence applications will be: fair market access, the effect of the export on provinces other than that from which the electricity is to be exported, and considerations specified in the *National Energy Board Electricity Regulations*.

As a result of these changes, the Board will review and update related regulations for licence assessment processes to ensure they are consistent with the changes to the NEB Act.

Modification à la partie VI de la Loi sur l'ONÉ Exportations et importations

La *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* a modifié la partie VI (Exportations et importations) de la Loi sur l'ONÉ en simplifiant l'examen des demandes d'exportation et d'importation de gaz ainsi que d'exportations de pétrole et d'électricité.

La tenue d'audiences pour la délivrance de licences d'exportation et d'importation en vertu de l'article 118 de la Loi sur l'ONÉ n'est désormais plus obligatoire. Pour les exportations de pétrole et de gaz, les critères dont l'Office doit tenir compte visent principalement à veiller à ce que la quantité de pétrole ou de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays. Pour ce qui est de l'électricité, en vertu de la Loi sur l'ONÉ modifiée, l'Office doit tenir compte, lors de l'examen d'une demande de licence d'exportation, de l'accès équitable au marché, des conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice et des facteurs précisés dans le *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité*.

Par suite de ces modifications, l'Office révisera le règlement touchant les processus d'examen des demandes de licences pour l'harmoniser avec la Loi sur l'ONÉ modifiée.



NEB People and Culture

At the end of 2012, the Board had six permanent and seven temporary Members. The Board is supported by a staff of 401 full-time equivalents. NEB staff have a broad range of expertise needed to fulfill the organization's mandate as a quasi-judicial regulatory tribunal. The NEB is committed to developing, nurturing and maintaining that expertise through robust and focused learning and development initiatives.

Personnel et culture de l'Office

À la fin de 2012, l'Office comptait six membres permanents et sept membres temporaires, appuyés par un effectif de 401 équivalents temps plein. Le personnel de l'Office possède un large éventail de compétences dont il a besoin pour remplir le mandat de l'organisation comme tribunal de réglementation. L'Office est déterminé à perfectionner, soutenir et conserver ces compétences spécialisées et, pour y arriver, il a mis en place des programmes d'apprentissage et de perfectionnement ciblés et bien structurés.

A Flexible and Efficient Workplace

While this year marked a year of change for the NEB, one thing has not changed: our commitment to be an efficient and flexible organization. The Board is taking several steps to fulfill this commitment. We are implementing service standards and new integrated service delivery, enhancing our strategic management capacity to make sure strategic priorities are met, expanding our engagement with more multi-stakeholder advisory committees, and implementing the changes stemming from the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*.

The NEB People Strategy

The Board takes pride in its technical and professional excellence as a regulator, and strives to attract, retain and develop highly qualified staff to work in a dynamic, results-based culture of excellence. Employees are our most valued resource and we depend on them to make our goals a reality. In our People Strategy, we commit to providing the following value proposition to staff:

- interesting and challenging work in the national public interest;
- a workplace that supports learning and professional development;
- a supportive and inclusive workplace, underpinned by a strong culture of values;
- a work/life balance that works for each person;
- a competitive compensation package; and,
- effective leadership.

Employment Equity and Diversity

The National Energy Board is committed to employment equity and welcomes diversity in the workplace. A diverse workforce that mirrors the community strengthens the NEB and plays an important role in attracting and retaining talented employees.

In the past few years, the Board has enhanced employment equity and diversity programs and activities. This included re-establishing the Employment Equity and Diversity Committee. This committee has developed and is leading implementation of the Employment Equity Plan and related initiatives.

Un lieu de travail souple et efficient

L'année a été marquée par le changement à l'Office. Une chose, cependant, n'a pas changé : la volonté d'être une organisation efficiente et souple. Afin d'y parvenir, l'Office prend plusieurs mesures. Il met en œuvre des normes de service et un nouveau mode de prestation de services intégré, améliore sa capacité de gestion stratégique pour s'assurer qu'il donne suite à ses priorités stratégiques, participe à des comités consultatifs multipartites et met en application les modifications découlant de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*.

La Stratégie des personnes de l'Office

L'Office est fier de son excellence technique et professionnelle à titre d'organisme de réglementation, et il ne ménage aucun effort pour recruter, maintenir en emploi et perfectionner son personnel hautement compétent pour qu'il évolue dans un milieu dynamique animé par une culture d'excellence axée sur les résultats. Son personnel constitue sa plus précieuse ressource et, sans lui, ses objectifs ne seraient pas réalisables. Dans le cadre de sa Stratégie des personnes, l'Office s'engage à fournir ce qui suit à son personnel :

- un travail intéressant et stimulant dans l'intérêt public national;
- un lieu de travail favorisant la formation et le perfectionnement professionnel;
- un milieu de travail positif et inclusif articulé autour de valeurs bien ancrées;
- un équilibre entre le travail et la vie personnelle adapté en fonction de chacun;
- un régime de rémunération concurrentiel;
- un leadership efficace.

Équité en matière d'emploi et diversité

L'Office national de l'énergie se voue à assurer l'équité en matière d'emploi et la diversité en milieu de travail. La présence d'effectifs diversifiés à l'image de la collectivité dans laquelle il évolue renforce l'Office et joue un rôle important dans le recrutement et le maintien en poste d'un personnel compétent.

Ces dernières années, l'Office a bonifié ses activités et ses programmes relatifs à l'équité en matière d'emploi et à la diversité, notamment par le rétablissement d'un comité traitant de ces questions. Celui-ci a élaboré et chapeaute la mise en œuvre du plan sur l'équité en matière d'emploi et des initiatives s'y greffant.

NEB is a Top 100 Employer in Canada!

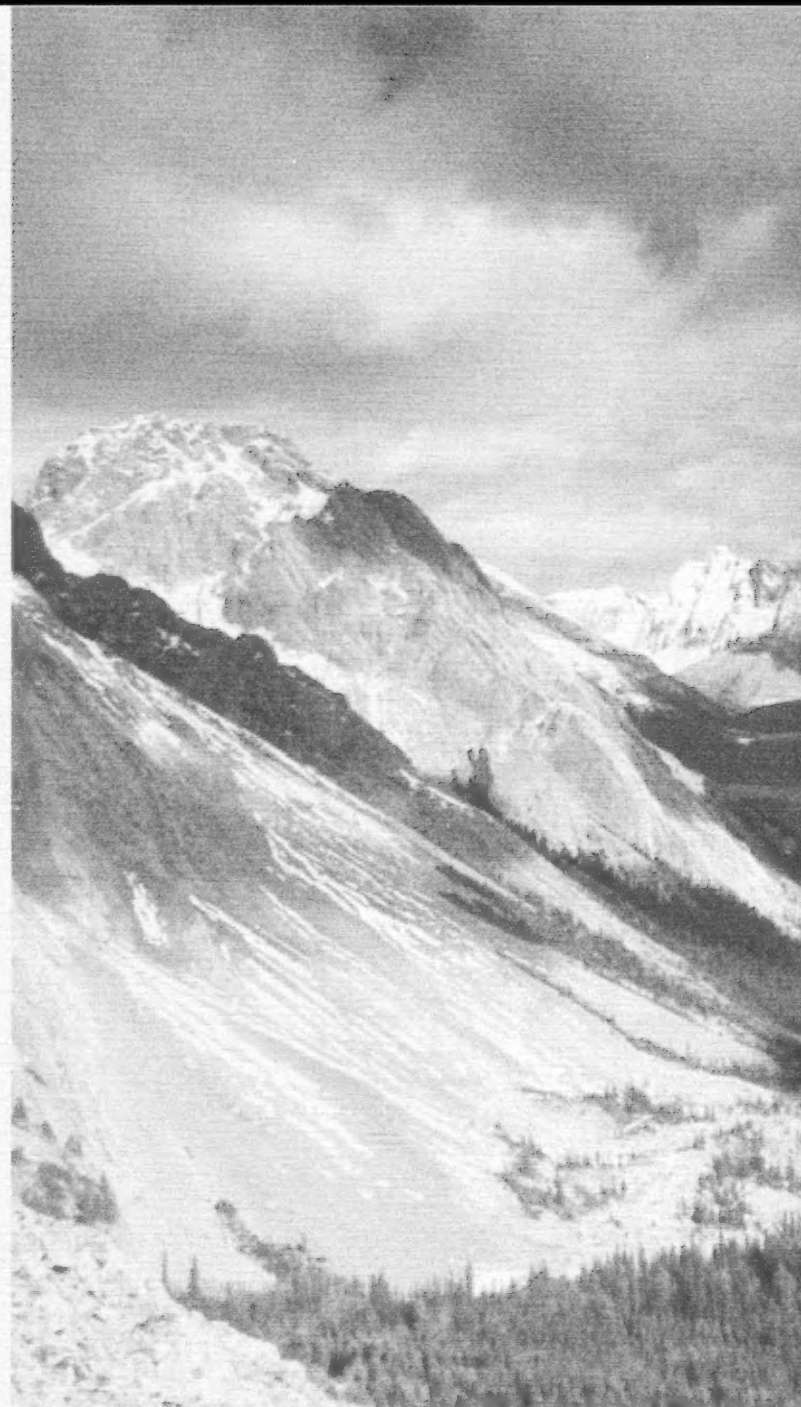
In October of 2012, the NEB was named as one of Canada's Top 100 Employers for 2013 for the third year in a row (the NEB is a four time winner as we were also named in 2009). In addition to that honour we were also named as one of Canada's Top 100 Family Friendly Employers for 2013, a designation that recognizes employers offering progressive and forward-thinking programs for employees with young children, other dependents, and/or family responsibilities.

The Board is again excited to receive these honors as they showcase not only the types of programs offered to employees; they also focus on the employees themselves. The NEB is not just a Top 100 Employer and Family Friendly Employer; it is a "Top 100 Team" that strives for excellence in all that it does.

L'Office parmi les 100 meilleurs employeurs au Canada!

En octobre 2012, l'Office a été choisi pour la troisième année de suite parmi les 100 meilleurs employeurs au Canada (ces trois distinctions s'ajoutent à celle obtenue en 2009). L'Office a également été élu parmi les 100 meilleurs employeurs canadiens dont le milieu de travail est le plus favorable à la famille. Cette dernière distinction souligne le travail des employeurs offrant les programmes les plus progressistes et les plus avant-gardistes pour les employés qui ont de jeunes enfants, d'autres personnes à charge ou des obligations familiales.

L'Office est ravi de recevoir ces distinctions encore une fois, puisqu'en plus de mettre en valeur ses divers programmes destinés aux employés, elles font ressortir la qualité des employés eux-mêmes. L'Office n'est pas seulement l'un des 100 meilleurs employeurs et un employeur offrant un milieu de travail favorable à la famille, il forme aussi l'une des 100 meilleures équipes, une équipe qui vise toujours l'excellence.





A Wealth of Experience

Complete biographies for current Members can be found
on our website under

Who we are & our Governance > Organization and Structure.

Une mine d'expérience

Le lecteur trouvera une biographie complète des membres actuels de
l'Office dans son site Web, sous

Au sujet de l'Office et de sa gouvernance > Notre organisation et sa structure.

Gaétan Caron

Chair and CEO

Gaétan Caron was designated Chair and CEO of the NEB on 20 September 2007. Prior to assuming that role, he was Vice-Chair of the Board, having been appointed on 1 January 2005.

Mr. Caron obtained his Bachelor of Applied Science degree in Rural Engineering from Laval University in 1979 and his Master of Business Administration degree from the University of Ottawa in 1987. Mr. Caron has more than 33 years of regulatory experience at the National Energy Board.

Sheila Leggett

Vice-Chair

Sheila Leggett was appointed as a fulltime Board Member in September 2006. On 29 January 2008, Ms. Leggett was designated Vice-Chair.

Ms. Leggett has a Bachelor's degree in Biology from McGill University and a Master's degree in Biology from the University of Calgary. She has regulatory experience as well as a background in environmental issues.

Members

Roland George

Roland George joined the NEB as a permanent Board Member in August 2006.

Mr. George holds a Master of Business Administration (MBA) degree from École des Hautes Études Commerciales (1994; Montréal), a Master's degree in Economics (MA) from Carleton University (1979; Ottawa) and a Bachelor of Science degree (BSc) in Mathematics (major) and Computer Science from McGill University (1977; Montréal).

Kenneth Bateman

Kenneth Bateman joined the NEB as a permanent Board Member in September 2006.

Mr. Bateman is an energy lawyer, former senior executive and nationally qualified arbitrator. He obtained a law degree from the University of Alberta (1984) and Masters of International Business Management from the American Graduate School of International Management (1995). His wide-ranging experience includes sustainable energy projects, the construction and operation of one of Canada's largest wind farms and bio-waste remediation.

Georgette Habib

Georgette Habib joined the NEB as a permanent Board Member in October 2006.

Ms. Habib holds a Bachelor's degree in Mathematics from the American University of Beirut and a Master's degree in Economics from the University of Alberta. Prior to joining the National Energy Board, Ms. Habib had over 24 years of regulatory experience providing advice and expertise at the Energy Resources Conservation Board.

Lyne Mercier

Lyne Mercier joined the NEB as a permanent Board Member in December 2008.

Ms. Mercier holds a Bachelor's degree in business administration from Saint Mary's University, Halifax, and a graduate degree in oil company management from the École des Hautes Études Commerciales à Montréal. Prior to joining the Board Ms. Mercier had over 29 years in the natural gas industry.

Philip Davies

Philip Davies was appointed as a permanent Board Member of the NEB in 2012 effective January 2013.

Mr. Davies earned an ICD.D from the Institute of Corporate Directors at the University of Toronto, Rotman School of Management. He completed the Executive Development Program at the University of Western Ontario, Ivey School of Business and is a graduate of the University of Alberta, Faculty of Law. He is a member of the Law Societies of Alberta and Saskatchewan.

Gaétan Caron

Président et premier dirigeant

Gaétan Caron a été désigné président et premier dirigeant de l'Office le 20 septembre 2007. Avant d'occuper cette fonction, il était vice-président de l'Office, poste auquel il avait été nommé le 1er janvier 2005.

M. Caron a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées (génie rural) de l'Université Laval en 1979, ainsi qu'une maîtrise en administration des affaires de l'Université d'Ottawa en 1987. Il possède plus de 33 années d'expérience dans le secteur de la réglementation à l'Office national de l'énergie.

Sheila Leggett

Vice-présidente

Sheila Leggett a été nommée membre à temps plein de l'Office en septembre 2006. Elle a été désignée vice-présidente le 29 janvier 2008.

Madame Leggett détient un baccalauréat en biologie de l'Université McGill et une maîtrise de l'Université de Calgary dans la même discipline. Elle a de l'expérience en réglementation et connaît bien les questions environnementales.

Membres

Roland George

Roland George est devenu membre permanent de l'Office en août 2006.

Monsieur George est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'École des hautes études commerciales (1994, Montréal), d'une maîtrise en économie de l'Université Carleton (1979, Ottawa) et d'un baccalauréat ès sciences en mathématiques (majeure) et en informatique de l'Université McGill (1977, Montréal).

Kenneth Bateman

Kenneth Bateman est devenu membre permanent de l'Office en septembre 2006.

Avocat spécialisé dans le domaine de l'énergie, Monsieur Bateman a occupé des postes de direction et est un arbitre reconnu à l'échelle nationale. Il est titulaire d'un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta (1984) et d'une maîtrise en administration des affaires internationales de l'American Graduate School of International Management (1995). Sa vaste expérience porte notamment sur des projets de production d'énergie durable, la construction et l'exploitation d'un des plus importants parcs éoliens au Canada et le redressement biologique.

Georgette Habib

Georgette Habib est devenue membre permanente de l'Office en octobre 2006.

Madame Habib détient un baccalauréat en mathématiques de l'Université américaine de Beyrouth et une maîtrise en économie de l'Université de l'Alberta. Avant son arrivée à l'Office, elle avait accumulé plus de 24 années d'expérience dans le domaine de la réglementation, fournissant conseils et expertise à l'Energy Resources Conservation Board.

Lyne Mercier

Lyne Mercier est devenue membre permanente de l'Office en décembre 2008.

Madame Mercier détient un baccalauréat en administration des affaires de l'Université Saint Mary's, à Halifax, et un diplôme d'études supérieures spécialisées en gestion d'entreprises pétrolières de l'École des hautes études commerciales à Montréal. Avant d'arriver à l'Office, elle a travaillé plus de 29 ans dans le secteur du gaz naturel.

Philip Davies

Philip Davies a été nommé membre permanent de l'Office en 2012 et est entré en fonction en janvier 2013.

Monsieur Davies est un membre agréé de l'Institut des administrateurs de sociétés de l'Université de Toronto, en partenariat avec l'École de gestion Rotman. Il a suivi le programme de perfectionnement des cadres de l'École de commerce Richard Ivey de l'Université Western Ontario et est diplômé en droit de la faculté de droit de l'Université de l'Alberta. Il est membre du barreau de l'Alberta et de la Saskatchewan.

Temporary Members

David Hamilton

David Hamilton joined the NEB as a Temporary Member in October 2004. The Governor in Council re-appointed Mr. David Hamilton as temporary Board Member for a three-year term ending 30 June 2015.

Mr. Hamilton holds a Master's degree in Leadership and Training from Royal Roads University, Victoria, B.C.. Mr. Hamilton has more than 30 years of experience working in the Northwest Territories in the development of communities through both the parliamentary and democratic processes.

Bob Vergette

Bob Vergette was appointed as a temporary Board Member of the NEB in December 2008. The Governor in Council re-appointed Mr. Bob Vergette as temporary Board Member for a three-year term ending in 2015.

Mr. Vergette has a Bachelor's degree in Mechanical Engineering from the University of Alberta and is a graduate of the Banff School of Advanced Management. He is a member of the Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta. Mr. Vergette has extensive experience in pipeline engineering and operations including integrity management systems.

Hans Matthews

Hans Matthews was appointed as a temporary Board Member of the NEB in January 2010.

Mr. Matthews has a Bachelor of Science in Geology from Brock University and has completed course work towards a Master's of Science at the University of Western Ontario. He is a professional geologist with more than 25 years experience in the mining, minerals and resource management industries. Mr. Matthews is a member of the Wahnapiitae First Nation, Ontario, where he resides.

James Ballem

James Ballem was appointed as a temporary Board Member of the NEB effective May 2012. His term is for a period of three years.

Mr. Ballem graduated from University of Prince Edward Island (PEI) in 1976 with a Degree in Business Administration. He has held a number of senior government positions in PEI including Chair of the Standing Committee on Agriculture, Forestry and the Environment, Minister of Health and Social Services, Attorney General and Minister of Environment and Energy and Minister of Environment, Energy and Forestry.

Alison Scott

Alison Scott was appointed as a temporary Board Member of the NEB effective May 2012. Her term is for a period of three years.

Ms. Scott holds a Bachelor of Law degree from Dalhousie Law School. She has served in a number of other senior government positions in Nova Scotia, including Deputy Minister for the Department of Energy and Deputy Minister of Intergovernmental Affairs. She was called to the Nova Scotia Bar and is a former solicitor and litigator with the Nova Scotia Department of Justice.

Mike Richmond

Mike Richmond was appointed as a temporary Board Member of the NEB in November 2012. His term is for a period of three years.

Mr. Richmond is an energy lawyer whose practice focuses on electricity, renewables and utilities. He holds a law degree from the University of Toronto and a Bachelor of Social Sciences degree from the University of Ottawa, and was called to the Ontario Bar in 2000.

Jacques Gauthier

Jacques Gauthier was appointed as a temporary member of the NEB effective December 2012. His term is for a period of three years.

Mr. Gauthier has over 15 years of experience as a senior executive in the area of renewable energy, and he has served on a wide variety of boards and committees, including the Quebec Wildlife Foundation and the Prime Minister's Advisory Committee on the Public Service.

Membres temporaires

David Hamilton

David Hamilton a joint l'Office à titre de membre temporaire en octobre 2004. Le gouverneur en conseil l'a reconduit dans ses fonctions de membre temporaire pour un autre mandat de trois ans échéant le 30 juin 2015.

Monsieur Hamilton est titulaire d'une maîtrise en leadership et en formation de l'Université Royal Roads, à Victoria, en Colombie-Britannique. Pendant plus de 30 ans, il a travaillé en développement des communautés dans les Territoires du Nord-Ouest par la voie parlementaire et des processus démocratiques.

Bob Vergette

Bob Vergette a été nommé membre temporaire de l'Office en décembre 2008. Le gouverneur en conseil l'a reconduit dans ses fonctions de membre temporaire pour un autre mandat de trois ans échéant en juin 2015.

Monsieur Vergette possède un baccalauréat en génie mécanique de l'Université de l'Alberta et a terminé avec succès un programme d'études de la Banff School of Advanced Management. Il est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et possède une vaste expérience dans l'ingénierie et l'exploitation pipelinères, y compris dans les systèmes de gestion de l'intégrité.

Hans Matthews

Hans Matthews a été nommé membre temporaire de l'Office en janvier 2010.

Monsieur Matthews est bachelier ès sciences en géologie de l'Université Brock et a suivi des cours pour obtenir une maîtrise en sciences de l'Université Western Ontario. Géologue, il possède plus de 25 années d'expérience dans l'industrie minière, les minéraux et la gestion des ressources naturelles. M. Matthews est membre de la Première Nation Wahnapiatae, en Ontario, où il habite.

James Ballem

James Ballem est membre temporaire de l'Office depuis mai 2012. Il a été nommé pour un mandat de trois ans.

Monsieur Ballem a obtenu un diplôme en administration des affaires de l'Université de l'Île-du-Prince-Édouard en 1976. Il a occupé de nombreuses hautes fonctions au gouvernement de cette province, dont celles de président du Comité permanent sur l'agriculture, les forêts et l'environnement, de ministre de la Santé et des Services sociaux, de Procureur général, de ministre de l'Environnement et de l'Énergie et de ministre de l'Environnement, de l'Énergie et des Forêts.

Alison Scott

Alison Scott a été nommée membre temporaire de l'Office en mai 2012 pour un mandat de trois ans.

Madame Scott, titulaire d'un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie, a occupé de nombreuses hautes fonctions au gouvernement de la Nouvelle-Écosse, notamment celles de sous-ministre de l'Énergie et de sous-ministre des Affaires intergouvernementales. Elle est membre du barreau de la Nouvelle-Écosse et a été procureure au ministère de la Justice de cette province.

Mike Richmond

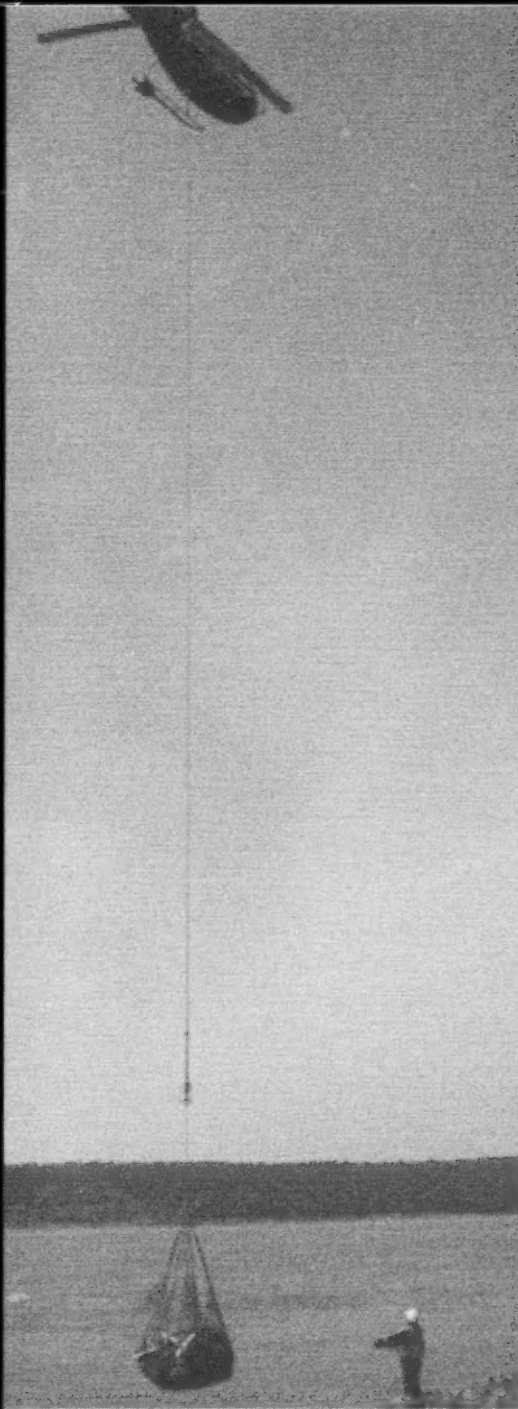
Mike Richmond a été nommé membre temporaire de l'Office en novembre 2012 pour un mandat de trois ans.

Monsieur Richmond est un avocat spécialisé dans le secteur de l'énergie, en particulier dans les domaines de l'électricité, des énergies renouvelables et des services publics. Il détient un baccalauréat en droit de l'Université de Toronto et un autre en sciences sociales de l'Université d'Ottawa. Il est membre du barreau de l'Ontario depuis 2000.

Jacques Gauthier

Jacques Gauthier a été nommé membre temporaire de l'Office en décembre 2012 pour un mandat de trois ans.

Monsieur Gauthier possède plus de 15 années d'expérience comme haut dirigeant dans le secteur des énergies renouvelables et a siégé à de nombreux conseils et comités, dont celui de la Fédération de la faune du Québec et le Comité consultatif du Premier ministre sur la fonction publique.



Appendix A: Hearing Decisions Issued in 2012 (as of 31 December 2012)

Leismer to Kettle River Crossover

GH-004-2011

Nova Gas Transmission Ltd.

LENGTH: 77 km

COMMODITY: Gas

APPLICATION RECEIVED:

15 July 2011

HEARING DAYS:

1 day

DECISION RELEASED:

21 June 2012

Line 9 Reversal - Phase I

OH-005-2011

Enbridge Pipelines Inc.

LENGTH: N/A

COMMODITY: Oil

APPLICATION RECEIVED:

8 September 2011

HEARING DAYS:

2 days

DECISION RELEASED:

27 July 2012

Abandonment Empire Odourant

MHW-002-2011

St. Clair Pipelines Management Inc.

LENGTH: N/A

COMMODITY: Gas

APPLICATION RECEIVED:

2 May 2011

HEARING DAYS:

Written

DECISION RELEASED:

5 January 2012

Annexe A : Décisions à la suite d'audiences publiées en 2012 (au 31 décembre 2012)

Demande relative au croisement de Leismer à Kettle River

GH-004-2011

Nova Gas Transmission Ltd.

LONGUEUR : 77 km

PRODUIT : Gaz

DATE DE LA DEMANDE :

15 juillet 2011

JOUR(S) D'AUDIENCE :

1 jour

PUBLICATION DE LA DÉCISION :

21 juin 2012

Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9

OH-005-2011

Pipelines Enbridge Inc.

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Pétrole

DATE DE LA DEMANDE :

8 septembre 2011

JOUR(S) D'AUDIENCE :

2 jours

PUBLICATION DE LA DÉCISION :

27 juillet 2012

Cessation d'exploitation du poste d'odorisation Empire

MHW-002-2011

St. Clair Pipelines Management Inc.

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Gaz

DATE DE LA DEMANDE :

2 mai 2011

JOUR(S) D'AUDIENCE :

Par voie de mémoires

PUBLICATION DE LA DÉCISION :

5 janvier 2012

Export LNG for 20 Years
GH-003-2011
BC LNG Export Cooperative LLC

LENGTH: N/A
COMMODITY: Gas
APPLICATION RECEIVED:
8 March 2011
HEARING DAYS:
Written
DECISION RELEASED:
2 February 2012

Vantage Pipeline Project
OH-3-2011
Vantage Pipeline Canada ULC

LENGTH: 578 km
COMMODITY: Oil
APPLICATION RECEIVED:
7 February 2011
HEARING DAYS:
0 days in 2012
DECISION RELEASED:
19 January 2012

Northwest Mainline Extension
GH-002-2011
Nova Gas Transmission Ltd

LENGTH: 111 km
COMMODITY: Gas
APPLICATION RECEIVED:
29 April 2011
HEARING DAYS:
0 days in 2012
DECISION RELEASED:
28 February 2012

Tariffs No. 1 and No. 2
RH-1-2011
Enbridge Southern Lights GP Inc.

LENGTH: N/A
COMMODITY: Oil
APPLICATION RECEIVED:
31 May 2010
HEARING DAYS:
0 days in 2012
DECISION RELEASED:
9 February 2012

Licence d'exportation de GNL
de 20 ans
GH-003-2011
BC LNG Export Cooperative LLC

LONGUEUR : s.o.
PRODUIT : Gaz
DATE DE LA DEMANDE :
8 mars 2011
JOUR(S) D'AUDIENCE :
Par voie de mémoires
PUBLICATION DE LA DÉCISION :
2 février 2012

Projet pipeline Vantage
OH-3-2011
Vantage Pipeline Canada ULC

LONGUEUR : 578 km
PRODUIT : Pétrole
DATE DE LA DEMANDE :
7 février 2011
JOUR(S) D'AUDIENCE :
0 jour en 2012
PUBLICATION DE LA DÉCISION :
19 janvier 2012

Prolongement de la canalisation
principale du nord-ouest
GH-002-2011
Nova Gas Transmission Ltd

LONGUEUR : 111 km
PRODUIT : Gaz
DATE DE LA DEMANDE :
29 avril 2011
JOUR(S) D'AUDIENCE :
0 jour en 2012
PUBLICATION DE LA DÉCISION :
28 février 2012

Tarifs n^{os} 1 et 2
RH-1-2011
Enbridge Southern Lights GP Inc.

LONGUEUR : s.o.
PRODUIT : Pétrole
DATE DE LA DEMANDE :
31 mai 2010
JOUR(S) D'AUDIENCE :
0 jour en 2012
PUBLICATION DE LA DÉCISION :
9 février 2012

Appendix B: Hearings in Progress as of 31 December 2012

Northern Gateway Pipeline Project

OH-004-2011

Northern Gateway Pipelines Inc.

LENGTH: 2354 km

COMMODITY: Oil

APPLICATION RECEIVED:

27 May 2010

HEARING DAYS:

109 days in 2012

Business and Services Restructuring Proposal and 2012 and 2013

Mainline Final Tolls

RH-003-2011

TransCanada PipeLines Limited

LENGTH: N/A

COMMODITY: Gas

APPLICATION RECEIVED:

1 September 2011

HEARING DAYS:

72 days

Preliminary Cost Estimates

MH-001-2012

Group 1 Companies

LENGTH: N/A

COMMODITY: N/A

APPLICATION RECEIVED:

29-30 November 2011

HEARING DAYS:

7 days

Northwest Mainline Komie North Extension

GH-001-2012

Nova Gas Transmission Ltd.

LENGTH: 130 km

COMMODITY: Gas

APPLICATION RECEIVED:

14 October 2011

HEARING DAYS:

10 days

Annexe B : Instances en cours au 31 décembre 2012

Projet pipeline Northern Gateway

OH-004-2011

Northern Gateway Pipelines Inc.

LONGUEUR : 2 354 km

PRODUIT : Pétrole

DATE DE LA DEMANDE :

27 mai 2010

JOUR(S) D'AUDIENCE :

109 jours en 2012

Demande concernant la proposition de restructuration d'entreprise et de services ainsi que les droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013

RH-003-2011

TransCanada PipeLines Limited

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Gaz

DATE DE LA DEMANDE :

1^{er} septembre 2011

JOUR(S) D'AUDIENCE :

72 jours

Coûts estimatifs préliminaires de la cessation d'exploitation

MH-001-2012

Sociétés du Groupe 1

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : s.o.

DATE DE LA DEMANDE :

29 et 30 novembre 2011

JOUR(S) D'AUDIENCE :

7 jours

Prolongement Komie Nord de la canalisation principale du nord- ouest

GH-001-2012

Nova Gas Transmission Ltd.

LONGUEUR : 130 km

PRODUIT : Gaz

DATE DE LA DEMANDE :

14 octobre 2011

JOUR(S) D'AUDIENCE :

10 jours

Abandonment of Maple Creek

MHW-001-2012

Enerplus Corporation

LENGTH: N/A

COMMODITY: Gas

APPLICATION RECEIVED:

2 April 2012

HEARING DAYS:

Written

Transportation Service and Tolls
Methodology for Expanded Trans
Mountain Pipeline System

RH-001-2012

Trans Mountain Pipeline ULC

LENGTH: N/A

COMMODITY: Oil

APPLICATION RECEIVED:

29 June 2012

HEARING DAYS:

Not yet started

Application for Tariff effective
1 November 2011 and Tolls effective
1 January 2012

RHW-001-2012

Centra Transmission Holdings Inc.

LENGTH: N/A

COMMODITY: Gas

APPLICATION RECEIVED:

19 September 2012

HEARING DAYS:

Written

Chevron Priority Destination

MH-002-2012

Chevron Canada Limited

LENGTH: N/A

COMMODITY: Oil

APPLICATION RECEIVED:

19 June 2012

HEARING DAYS:

Not yet started

Cessation d'exploitation de
Maple Creek

MHW-001-2012

Enerplus Corporation

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Gaz

DATE DE LA DEMANDE :

2 avril 2012

JOUR(S) D'AUDIENCE :

Par voie de mémoires

Méthode d'établissement des droits
et des services de transport pour le
réseau pipeline agrandi de
Trans Mountain

RH-001-2012

Trans Mountain Pipeline ULC

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Pétrole

DATE DE LA DEMANDE :

29 juin 2012

JOUR(S) D'AUDIENCE :

Non commencée

Demande de tarif prenant effet
le 1^{er} novembre 2011 et de droits
entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2012

RHW-001-2012

Centra Transmission Holdings Inc.

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Gaz

DATE DE LA DEMANDE :

19 septembre 2012

JOUR(S) D'AUDIENCE :

Par voie de mémoires

Destination prioritaire Chevron

MH-002-2012

Chevron Canada Limited

LONGUEUR : s.o.

PRODUIT : Pétrole

DATE DE LA DEMANDE :

19 juin 2012

JOUR(S) D'AUDIENCE :

Non commencée



Appendix C – Court Challenges to Board or GIC Decisions in 2012

The following is a summary of challenges to Board decisions in 2012.

Lynx Canada Information Systems Ltd.

In June 2009, Geophysical Service Incorporated took legal action against Lynx Canada Information Systems Ltd. in the Alberta Court of Queen's Bench for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. On 27 May 2011, Lynx Canada Information Systems Ltd. brought a Third Party Claim against the National Energy Board. The file is presently ongoing.

Cenovus Energy Inc. – Application Regarding the Express Pipelines Ltd. Husky Lateral (MHW-1-2010)

On 24 June 2011, Express Pipelines Ltd. filed with the Federal Court of Appeal, a Notice of Motion for Leave to Appeal the Board's MHW-1-2010 decision issued 26 May 2011, related to service and tolls on the Husky Lateral. The Court granted the Motion on 23 September 2011 and Express filed their Notice of Appeal with the Federal Court of Appeal on 21 November 2011. Express Pipelines Ltd. filed a Notice of Discontinuance with the Court on 14 March 2012.

NOVA Gas Transmission Ltd. – Final 2011 Tolls for the Alberta System and Implementation of Alberta System Integration

On 16 September 2011, Altagas Ltd. filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal of the NEB letter decision and Order TG-05-2011 dated 19 August 2011, approving Implementation of Alberta System Integration. On 19 September 2011, BP Canada Energy Company filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the same NEB decision and Order. The Court granted both Motions on 10 November 2011. These files are presently ongoing.

Spectra South Peace Pipeline, Certificate GC-112 – Complaint by Peace River Greenhouses Ltd.

On 17 April 2012, Peace River Greenhouses Ltd. filed a Notice of Application to the Federal Court of Appeal to appeal the Board's decision dated 23 March 2012. On 7 June 2012, the Court granted the application of Peace River Greenhouses Ltd. to convert its application to a Motion for Leave to Appeal. The Court dismissed the Motion for Leave to Appeal without reasons on 2 August 2012. On 16 October 2012, Peace River Greenhouses Ltd. filed a Motion to Set Aside the 2 August 2012 Court Order. The Court dismissed the Motion to Set Aside the 2 August 2012 Court Order on 27 November 2012.

Trans Mountain Pipeline ULC – Application for Firm Service to the Westridge Marine Terminal (RH-2-2011)

On 29 December 2011, Chevron Canada Limited filed with the Federal Court of Appeal, a Notice of Motion for Leave to Appeal the Board's RH-2-2011 decision issued 1 December 2011. The RH-2-2011 decision related to an application for firm service on the Trans Mountain pipeline system for certain capacity to the Westridge Dock. The Court of Appeal dismissed the Motion without reasons on 15 February 2012.

On 13 February 2012, Chevron Canada Limited filed with the Federal Court of Appeal, a Notice of Motion for Leave to Appeal the Board's letter decision dated 13 January 2012, in the matter of Trans Mountain Pipeline ULC application regarding Tariff #86 for the Trans Mountain Pipeline. The Court dismissed the Motion without reasons on 22 March 2012.

Annexe C : Appels judiciaires de décisions de l'Office ou du gouverneur en conseil en 2012

La présente annexe résume les appels de décisions de l'Office qui ont été interjetés en 2012.

Lynx Canada Information Systems Ltd.

En juin 2009, Geophysical Service Incorporated a intenté des poursuites contre Lynx Canada Information Systems Ltd. devant la Cour du banc de la Reine de l'Alberta pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. Le 27 mai 2011, Lynx Canada Information Systems Ltd. a intenté une poursuite contre l'Office national de l'énergie à titre de tierce partie. Le dossier est toujours en instance.

Cenovus Energy Inc. - Demande visant le pipeline latéral Husky d'Express Pipelines Ltd. (MHW-1-2010)

Le 24 juin 2011, Express Pipelines Ltd. a déposé en Cour d'appel fédérale un avis de motion en autorisation d'appel de la décision MHW-1-2010 de l'Office, rendue le 26 mai 2011, concernant le service et les droits sur le pipeline latéral Husky. La Cour a accueilli la requête le 23 septembre 2011, et Express a déposé son avis d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale le 21 novembre 2011. Express Pipelines Ltd. a déposé un avis de désistement auprès de la Cour le 14 mars 2012.

NOVA Gas Transmission Ltd - Droits définitifs pour 2011 sur le réseau de l'Alberta et réalisation de l'intégration du réseau de l'Alberta

Le 16 septembre 2011, Altagas Ltd. a déposé en Cour d'appel fédérale un avis de motion en autorisation d'appel de la lettre-décision TG-05-2011 de l'Office du 19 août 2011, autorisant la réalisation de l'intégration du réseau de l'Alberta. Le 19 septembre 2011, BP Canada Energy Company a déposé en Cour d'appel fédérale un avis de motion en autorisation d'appel de la lettre-décision TG-05-2011 de l'Office du 19 août 2011, autorisant la réalisation de l'intégration du réseau de l'Alberta. La Cour a accueilli les deux requêtes le 10 novembre 2011. Les dossiers sont toujours en instance.

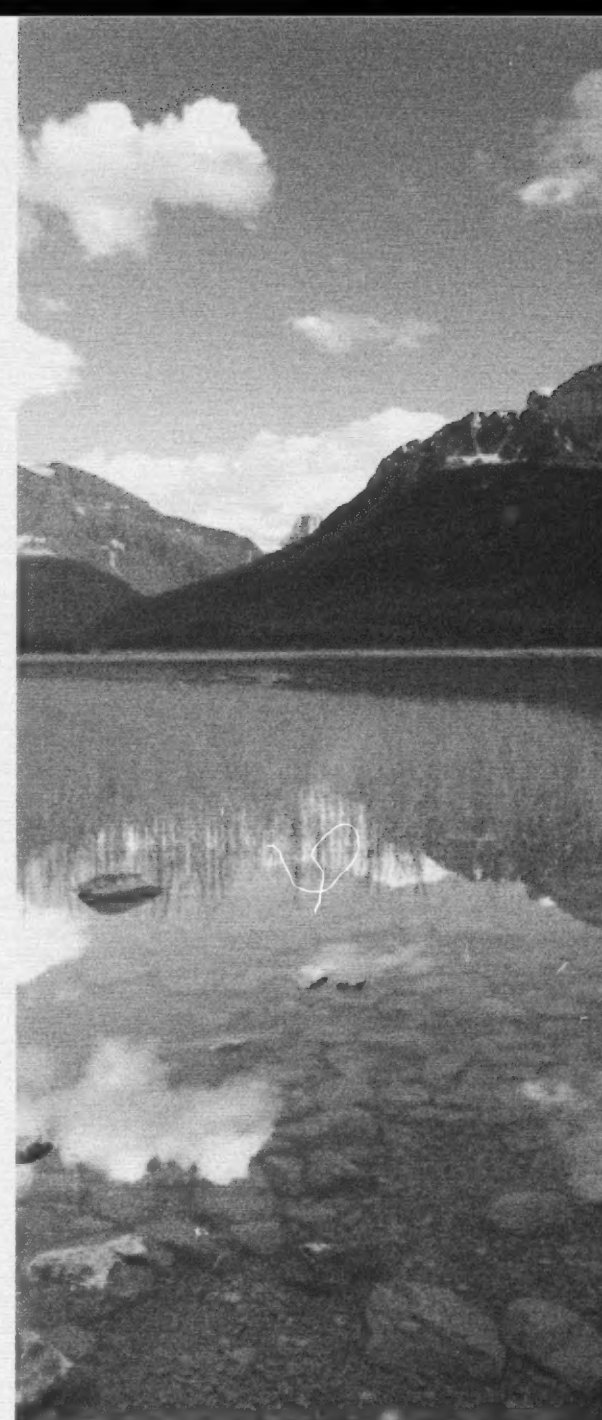
Pipeline South Peace de Spectra, certificat GC-112 - Plainte de Peace River Greenhouses Ltd.

Le 17 avril 2012, Peace River Greenhouses Ltd. a déposé un avis de requête en Cour d'appel fédérale afin d'en appeler de la décision de l'Office rendue le 23 mars 2012. Le 7 juin 2012, la Cour a autorisé Peace River Greenhouses Ltd. à transformer sa demande en un avis de motion en autorisation d'appel. La Cour a rejeté la requête sans donner de motifs le 2 août 2012. Le 16 octobre 2012, Peace River Greenhouses Ltd. a déposé un avis en annulation de l'ordonnance du tribunal rendue le 2 août 2012. La Cour a rejeté la motion en annulation de l'ordonnance du 2 août 2012 le 27 novembre 2012.

Trans Mountain Pipeline ULC - Demande de service garanti au terminal maritime Westridge (RH-2-2011)

Le 29 décembre 2011, Chevron Canada Limited a déposé en Cour d'appel fédérale un avis de motion en autorisation d'appel de la décision RH-2-2011 de l'Office, rendue le 1^{er} décembre 2011, concernant une demande de service garanti sur le réseau pipeline Trans Mountain pour une certaine capacité au quai Westridge. La Cour d'appel fédérale a rejeté la requête sans donner de motifs le 15 février 2012.

Le 13 février 2012, Chevron Canada Limited a déposé en Cour d'appel fédérale un avis de motion en autorisation d'appel de la lettre de décision de l'Office en date du 13 janvier 2012 concernant la demande de Trans Mountain Pipeline ULC relative au Tarif n° 86 pour le réseau pipeline Trans Mountain. La Cour a rejeté la requête sans donner de motifs le 22 mars 2012.



Appendix D - Certificates and Orders Oil

Orders Issued During 2012 Approving Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order Number	Date Issued	Description
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-001-2012	02/23/2012	Application to install a connection from Tank 51 to Tank 52 at the Kerrobert terminal
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-002-2012	02/27/2012	Application to make modifications and additions to its existing Hardisty Terminal, Cromer Terminal and Kerrobert Station to optimize flow on Line 2 and Line 65
Canadian Natural Resources Limited	XO-C298-003-2012	03/20/2012	Application to construct and operate the Mica Creek 3 Gathering Pipeline
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-004-2012	04/10/2012	Application to construct a new bottom shell course on Tank 102 at the Cromer Terminal
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-005-2012	04/19/2012	Application to construct and operate the Waupisoo Meter Receipt Expansion
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-006-2012	05/28/2012	Application to construct the Gibson West Connections and Pipe Rack at EPI Hardisty Terminal
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-008-2012	06/01/2012	Application to complete modifications and additions to its existing Edmonton Terminal piping system, Lines 2 and 3 Surge Mitigation Project
Genesis Pipeline Canada Ltd. (Genesis)	XO-G062-009-2012	06/12/2012	Application for the Genesis Extension Project
Plains Midstream Canada ULC	XO-P384-011-2012	08/20/2012	Application to construct and operate a pipeline to replace the existing Milk River Pipeline
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	XO-T241-012-2012	08/24/2012	Application to construct and operate the Keystone Hardisty Tank Terminal
Plains Midstream Canada ULC (Plains)	XO-E103-014-2012	09/21/2012	Application for deviation of the proposed route for the Milk River Replacement Project
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-015-2012	12/05/2012	Application for Line 4 surge mitigation
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-010-2012	07/27/2012	Application to reverse the segment of Line 9 (30 inch crude oil pipeline) from the Sarnia Terminal to the North Westover Station to flow in an eastward direction. In the reversed direction, crude would be delivered to the Westover Terminal from the Sarnia Terminal, with the bi-directional capability for the line to flow westward in the future maintained

Annexe D : Certificats et ordonnances pour oléoducs

Ordonnances délivrées en 2012 approuvant des installations d'oléoducs, y compris la construction de pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de l'ordonnance	Délivrée le	Description
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-001-2012	23 février 2012	Demande visant à installer un raccordement du réservoir 51 au réservoir 52 au terminal de Kerrobert
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-002-2012	27 février 2012	Demande visant à modifier et à agrandir les terminaux de Hardisty et de Cromer existants et la station Kerrobert existante pour optimiser le débit des canalisations nos 2 et 65
Canadian Natural Resources Limited	XO-C298-003-2012	20 mars 2012	Demande visant la construction et l'exploitation du pipeline d'amenée Mica Creek 3
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-004-2012	10 avril 2012	Demande visant la construction d'un nouveau rang de parois au niveau du sol sur le réservoir 102 au terminal de Cromer
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-005-2012	19 avril 2012	Demande visant la construction et l'exploitation de l'agrandissement du poste de réception de comptage Waupisoo
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-006-2012	28 mai 2012	Demande visant la construction des raccordements Gibson Ouest et de la rampe de chargement au terminal de Hardisty d'Enbridge
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-008-2012	1er juin 2012	Demande visant à compléter les modifications et les ajouts relatifs au projet de limiteurs de suppression sur les canalisations nos 2 et 3 au terminal existant d'Edmonton
Genesis Pipeline Canada Ltd.	XO-G062-009-2012	12 juin 2012	Demande relative au projet d'agrandissement de Genesis
Plains Midstream Canada ULC	XO-P384-011-2012	20 août 2012	Demande visant la construction et l'exploitation d'un pipeline pour remplacer le pipeline Milk River actuel
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	XO-T241-012-2012	24 août 2012	Demande visant la construction et l'exploitation du terminal de réservoirs Keystone à Hardisty
Plains Midstream Canada ULC	XO-E103-014-2012	21 septembre 2012	Demande visant la déviation du tracé proposé pour le projet de remplacement du pipeline Milk River
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-015-2012	5 décembre 2012	Demande relative aux limiteurs de suppression de la canalisation 4
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-010-2012	27 juillet 2012	Demande visant l'inversion du sens d'écoulement, d'ouest en est, d'un tronçon de la canalisation 9 (diamètre de 30 po) depuis le terminal de Sarnia jusqu'à la station North Westover; une fois le sens d'écoulement inversé, le pétrole brut serait acheminé du terminal de Sarnia à celui de Westover, tout en conservant la possibilité d'éventuellement rétablir le sens d'écoulement en direction ouest

Appendix E - Certificates and Orders Gas

Orders Issued During 2012 Approving the Construction of Gas Pipeline Facilities Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order Number	Date Issued	Description
NOVA Gas Transmission Ltd. and Foothills Pipe Lines (Alta) Ltd.	XG-N081-002-2012	02/06/2012	Application to construct and operate the Harmattan Straddle Plant connections
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-003-2012	02/03/2012	Application for the Northwest Mainline Expansion Project - Beaver Dams Removal
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-004-2012	02/10/2012	Application to construct and operate the Gordondale East Receipt Meter Station
Westcoast Energy Inc., carrying on business as Spectra Energy Transmission (Westcoast)	XG-W102-005-2012	03/13/2012	Application to construct the T-North 2012 Expansion Project
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-006-2012	03/15/2012	Application to provide custody transfer measurement at a point of interconnection between the Transmission North (Zone 3) of the Westcoast pipeline system and NGTL's NPS 36 Groundbirch Mainline
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-007-2012	04/05/2012	Application to construct and operate the Bear Creek Meter Station and interconnecting piping
TransCanada PipeLines Limited	XG-T211-008-2012	04/22/2012	Application to construct and operate the Eastern Mainline Expansion project
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-009-2012	05/29/2012	Application to construct and operate of the Germain Sales Meter Station
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-010-2012	06/12/2012	Application for the Highway 43-32 Pipe Relocation Project
St. Clair Pipelines Management Inc.	XG-S402-011-2012	06/12/2012	Application for the Bluewater River Crossing Replacement Project
Manitoba Hydro on behalf of Minell Pipeline Ltd.	XG-M234-012-2012	07/25/2012	Application to replace and relocate a section of the Minell Natural Gas Pipeline at the Assiniboine River near St. Lazare, Manitoba, as it relates to new construction
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-013-2012	08/03/2012	Application to construct and operate the Dawes Lake North Sales Meter Station
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-014-2012	08/22/2012	Application to construct and operate the Wapasu Creek Sales Meter Station
TransCanada PipeLines Limited	XG-T211-015-2012	11/26/2012	Application to construct and operate new and modified compression and ancillary facilities for the Station 130 (Maple) Compressor Upgrade Project, and under section 44 of the OPR-99 to deactivate four reciprocating compressors from the existing 'A' plant at Station 130
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-016-2012	04/12/2012	Application to provide metering service for sweet natural gas to meet incremental delivery transportation service requirements for the proposed Hangingstone Sales Meter Station
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F115-018-2012	12/12/2012	Application for the Golden Prairie Sales Meter Station

Annexe E : Certificats et ordonnances pour gazoducs

Ordonnances délivrées en 2012 pour la construction d'installations de gazoducs ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de l'ordonnance	Délivrée le	Description
NOVA Gas Transmission Ltd. et Foothills Pipe Lines (Alta) Ltd.	XG-N081-002-2012	6 février 2012	Demande visant la construction et l'exploitation des raccordements à l'usine de chevauchement Harmattan
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-003-2012	3 février 2012	Demande visant le projet d'agrandissement de la canalisation principale du Nord-Ouest - Enlèvement des barrages de castor
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-004-2012	10 février 2012	Demande visant la construction et l'exploitation de la station de comptage au point de vente Gordondale Est
Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission	XG-W102-005-2012	13 mars 2012	Demande visant la construction du projet d'agrandissement T-Nord 2012
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-006-2012	15 mars 2012	Demande visant à mesurer le transfert de propriété à un point de raccordement entre la région de transmission Nord (zone 3) du réseau pipelinier de Westcoast et la canalisation principale Groundbirch NPS 36 de NGTL
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-007-2012	5 avril 2012	Demande visant la construction et l'exploitation de la station de comptage Bear Creek et des conduites de raccordement
TransCanada PipeLines Limited	XG-T211-008-2012	22 avril 2012	Demande visant la construction et l'exploitation du projet d'agrandissement du réseau principal Est
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-009-2012	29 mai 2012	Demande visant la construction et l'exploitation de la station de comptage au point de vente Germain
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-010-2012	12 juin 2012	Demande relative au projet de changement de tracé de pipeline à la jonction des routes 43 et 32
St. Clair Pipelines Management Inc.	XG-S402-011-2012	12 juin 2012	Demande relative au projet de remplacement du croisement de la rivière Bluewater
Manitoba Hydro au nom de Minell Pipeline Ltd.	XG-M234-012-2012	25 juillet 2012	Demande visant le remplacement et la modification du tracé d'une partie du gazoduc de Minell à la rivière Assiniboine, près de Saint-Lazare, au Manitoba, relativement à la nouvelle construction
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-013-2012	3 août 2012	Demande visant la construction et l'exploitation de la station de comptage au point de vente Dawes Lake North
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-014-2012	22 août 2012	Demande visant la construction et l'exploitation de la station de comptage au point de vente Wapasu Creek
TransCanada PipeLines Limited	XG-T211-015-2012	26 novembre 2012	Demande visant la construction et l'exploitation d'installations de compression nouvelles et modifiées et d'installations auxiliaires pour le projet de mise à niveau de la station de compression 130 (Maple) et, aux termes de l'article 44 du RPT-99, la désactivation de quatre compresseurs alternatifs de l'usine « A » existante à la station 130
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-016-2012	12 avril 2012	Demande visant à fournir un service de comptage de gaz naturel non corrosif afin de répondre aux besoins de service de transport aux fins de livraison supplémentaire pour la station de comptage au point de vente Hangingstone
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F115-018-2012	12 décembre 2012	Demande relative à la station de comptage au point de vente Golden Prairie





National Energy
Board



Office national
de l'énergie

ANNUAL REPORT
TO PARLIAMENT

RAPPORT ANNUEL
AU PARLEMENT

2012

Canada